Міністерство освіти і науки України
Технічний коледж Луцького національного технічного університету

Електричні станції і підстанції

конспект лекцій

для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання

Луцьк
2018

УДК 621.311(075)

До друку
Голова Навчально-методичної ради Луцького НТУ _____ В.І. Талах

Електронна копія друкованого видання передана для внесення в репозитарій Луцького НТУ
Директор бібліотеки _____ С.С. Бакуменко

Затверджено Навчально-методичною радою Луцького НТУ,
протокол № ____ від «____» _____ 2018 року.

Рекомендовано до видання Навчально-методичною радою Технічного коледжу Луцького НТУ, № ____ від «____» _____ 2018 року.

Голова Навчально-методичної ради коледжу _____Т.П. Радіщук

Розглянуто і схвалено на засіданні циклової комісії викладачів зі спеціальності «Електропостачання» Технічного коледжу Луцького НТУ,
№ ____ від «____» _____ 2018 року.

Укладач:_____ М.М. Євсюк, к.т.н, доцент Луцького НТУ

Рецензент:_____А.В. Гадай, к.т.н, доцент Луцького НТУ

Відповідальний за випуск: _____ Н.Л. Дудич.

Е 50 Електричні станції і підстанції [текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 210 с.

У виданні розглянуто основні види класичних та альтернативних електростанцій, їх особливості будови та технологічні схеми, основні принципи компонування; графіки електричних навантажень; основне електрообладнання електростанцій і підстанцій: синхронні генератори і компенсатори, силові трансформатори та автотрансформатори; пристрої регулювання напруги трансформаторів і автотрансформаторів. Розглянуті особливості конструкції і експлуатації деяких елементів головних схем і електричних з'єднань розподільних пристроїв. Значне місце відведене аналізу процесів при коротких замиканиях і особливостям розрахунку струмів короткого замикання, вибору і перевірці комутаційних і захисних апаратів, жорстких шин і гнучких струмопроводів.

© М.М. Євсюк, 2018

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА …… 7
1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ВОЛИНСЬКОГО РЕГІОНУ …… 8
2. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ …… 11
2.1. Теплові електричні станції. Загальні положення…… 11
2.2. Типові схеми ТЕС …… 12
2.3. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ. …… 15
3. АТОМНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ …… 18
3.1. Атомні електричні станції. Загальні положення …… 18
3.2 Типові технологічні схеми АЕС …… 21
4. ГІДРАВЛІЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ …… 23
4.1 Загальні відомості …… 23
4.2 Різновиди ГЕС …… 24
4.3 Принцип роботи ГЕС…… 27
4.4. Принципові схеми роботи ГАЕС …… 30
4.5. Гідроелектростанції для малих рік …… 33
5. АЛЬТЕРНАТИВНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ …… 38
5.1. Сонячні електростанції …… 38
5.2. Вітрові електростанції …… 41
5.3. Припливні електростанції …… 44
5.4. Геотермальні електростанції …… 45
6. ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ …… 47
6.1. Основні положення про графіки електричного навантаження …… 47
6.1.1. Добові графіки вузлових та районних підстанцій …… 47
6.1.2 Добові графіки навантаження електростанцій …… 49
6.2. Аналіз графіків електричного навантаження …… 51
7. ОСНОВНЕ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ. РЕЖИМИ РОБОТИ ОСНОВНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ …… 52
8. СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ ТА КОМПЕНСАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ …… 54
8.1 Синхронні генератори …… 54
8.2 Синхронні компенсатори …… 56
8.3 Системи охолодження генераторів …… 57
8.4 Системи збудження синхронних машин …… 58
8.5 Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею …… 59
9. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ. АВТОТРАНСФОРМАТОРИ …… 61
9.1 Силові трансформатори …… 61
9.1.1 Загальні відомості …… 61
9.1.2 Класифікація силових трансформаторів …… 61
9.1.3 Охолодження трансформаторів …… 63
9.1.4. Трифазні трансформатори …… 64
9.2. Автотрансформатори …… 66
9.2.1 Загальні відомості …… 66
9.2.2 Конструктивні особливості автотрансформатора …… 67
9.3 Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів …… 68
9.4. Режими роботи силових трансформаторів і автотрансформаторів …… 68
9.5 Умовні позначення силових трансформаторів і автотрансформаторів …… 71

10. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВОЇ МЕРЕЖІ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ І ПІДСТАНЦІЯХ. ПРИСТРОЇ РПН, ПБЗ…… 73
10.1 Пристрої переключення регулювальних відгалужень без збудження …… 73
10.2 Пристрої з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням 74
11 ОСОБЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ ГОЛОВНИХ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ …… 78
11.1 Основні вимоги і порядок вибору схеми …… 78
11.2 Вибір схеми приєднання станції до системи …… 78
11.3 Проектування структурної схеми електростанції …… 79
12 КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ … 81
12.1 Види, причини і наслідки КЗ ……... 81
12.2. Режими електроустановок …… 82
12.3 Умови для розрахунку струмів КЗ …… 83
12.3.1 Загальні вказівки …… 83
12.3.2 Розрахункова схема електроустановки …… 84
12.3.3 Розрахунковий вид КЗ …… 84
12.3.4 Вибір розрахункової точки КЗ …… 84
12.3.5 Розрахункова тривалість КЗ …… 85
12.4. Розрахунок струмів короткого замикання …… 85
12.4.1 Призначення і порядок виконання розрахунків …… 85
12.4.2 Розрахункова схема установки …… 86
12.4.3 Заступна схема …… 87
12.4.5 Визначення аперіодичної складової струму КЗ …… 91
12.4.6 Визначення струму для заданого моменту часу перехідного процесу КЗ…… 93
12.4.7 Особливості розрахунку струмів КЗ в мережах напругою до 1кВ …… 96
12.5 Електродинамічна дія струмів КЗ …… 96
12.5.1 Загальні відомості …… 96
12.5.2 Електродинамічні сили в електроустановках …… 97
12.5.3 Перевірка шинних конструкцій на електродинамічну стійкість …… 98
12.6 Термічна дія струмів КЗ …… 100
12.6.1 Перевірка струпровідних частин на термічну стійкість …… 100
12.6.2 Перевірка комутаційних апаратів на термічну стійкість …… 103
12.7 Методи обмеження струмів короткого замикання …… 104
13 ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ …… 108
13.1. Загальна характеристика …… 108
13.2 Вибір вимикачів …… 110
13.3 Масляні вимикачі …… 111
13.3.1 Загальна характеристика …… 111
13.3.2. Класифікація вимикачів …… 112
13.3.3. Основні серії вимикачів …… 113
13.4 Повітряні вимикачі …… 117
13.4.1 Загальна характеристика …… 117
13.4.2 Конструктивне виконання вимикачів …… 118
13.4.3 Тенденції в розвитку сучасних повітряних вимикачів …… 121
13.5 Електромагнітні вимикачі …… 121
13.5.1 Загальні відомості …… 121
13.5.2 Конструкція і принцип дії електромагнітних вимикачів …… 122

13.6 Вакуумні вимикачі 123
13.6.1 Загальні відомості 123
13.6.2 Горіння і гасіння дуги у вакуумі 123
13.6.3. Конструкції вакуумних вимикачів 124
13.6.4 Відключення кола постійного струму..... 125
13.6.5 Відключення кола змінного струму 126
13.6.6 Особливості виконання контактної системи вакуумного вимикання 126
13.6.7 Область застосування 126
13.7 Елегазові вимикачі 127
13.7.1 Загальні відомості 127
13.7.2 Конструкція елегазових вимикачів 128
13.8. Вимикачі навантаження 131
13.8.1 Загальні відомості 131
13.8.2 Конструктивне виконання 131
13.8.3 Приводи вимикачів навантаження 133
14 РОЗ'ЄДНУВАЧІ, ВІДДІЛЬНИКИ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ І ЇХ ПРИВОДИ 134
14.1 Роз'єднувачі 134
14.2 Короткозамикачі і віддільники 138
14.2.1 Короткозамикачі 139
14.2.2 Віддільники 139
14.3 Умови вибору роз'єднувачів, короткозамикачів, віддільників 140
15 ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ЗАХИСТУ. ЗАПОБІЖНИКИ, РОЗРЯДНИКИ, ОБМЕЖУВАЧІ НАПРУГ 141
15.1 Високовольтні запобіжники 141
15.2 Захисні проміжки 142
15.3 Розрядники 143
15.4 Обмежувачі перенапруг, призначення, будова 144
16 ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ 146
16.1 Вимірювальні трансформатори струму 146
16.2 Вимірювальні трансформатори напруги 149
17 КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ НАПРУГОЮ ДО 1КВ 153
18 СТРУМОПРОВІДНІ ЧАСТИНИ ОБЛАДНАННЯ. РОЗРАХУНКОВІ УМОВИ ДЛЯ ВИБОРУ І ПЕРЕВІРКИ СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН ПІДСТАНЦІЙ ЗА РЕЖИМОМ КЗ 159
18.1. Загальні відомості 159
18.2.1. Загальні умови вибору перерізу гнучких шин 160
18.2.2. Вибір за економічною густиною струму 160
18.2.3. Перевірка за допустимим струмом 160
18.2.4. Перевірка на термічну стійкість при КЗ 160
18.2.5. Перевірка на електродинамічну стійкість 161
18.2.6. Перевірка за умовами коронування 162
18.3 Шини розподільних пристроїв в колах електричних станцій і підстанцій. Конструктивні особливості, умови вибору 163
18.3.1. Вибір перерізу шин 163
18.3.2. Перевірка на термічну стійкість 163
18.3.3 Перевірка на електродинамічну стійкість 164
18.3.4 Перевірка шин на механічну міцність 165
18.3.4.1. Механічний розрахунок одноштабових шин 165
18.3.4.2. Механічний розрахунок двоштабових шин 165
18.3.4.3. Механічний розрахунок шин коробчатого перерізу 166

18.3.4.4. Механічний розрахунок шин, що розташовані по вершинах трикутника……. 168
18.3.5. Вибір ізоляторів …… 168
19 РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ. КЛАСИФІКАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК. РУ З ОДНІЄЮ СЕКЦІЄЮ ЗБІРНИХ ШИН …… 170
19.1 Загальні відомості …… 170
19.2. РУ з однією системою збірних шин …… 171
19.3. РУ із двома системами збірних шин …… 173
19.4. Спрощені схеми РУ …… 175
20 КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК …… 176
20.1. Закриті розподільні установки (ЗРУ) …… 176
20.2. Конструкції ЗРУ 6-10 кВ із однією системою шин …… 177
20.3. Відкриті розподільні пристрої (ВРУ) …… 180
20.4. Комплектні розподільні пристрої внутрішньої установки …… 181
21 ГОЛОВНІ СКЛАДОВІ ЧАСТИНИ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ (ТП) 6-10/0,4КВ …… 184
21.1. Загальні відомості…… 184
21.2. Збірні та стаціонарні трансформаторні підстанції з класом напруг 6-10/0,4кВ…..…….. 185
21.3. Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) з класом напруг 6-10/0,4кВ. Особливості виконання …… 187
21.4. Електрообладнання РУ ТП 6-10/0,4кВ з боку високої напруги …… 189
21.5. Електрообладнання РУ ТП 6-10/0,4кВ з боку низької напруги ……..… 190
22 ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ. СТРУКТУРА ТА КЛАСИФІКАЦІЯ. КОНСТРУКТИВНІ ВУЗЛИ ТА ТИПИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ …… 192
22.1. Загальні відомості …… 192
22.2. Конструктивні вузли і типи тягових підстанцій …… 193
22.3. Перетворювальний пристрій ТП ……..…….. 195
22.4. Перетворювальні трансформатори …… 196
22.5. Розподільний пристрій (+600 В) в ТП …… 197
22.6. Швидкодіючі автоматичні вимикачі РУ (+600 В). …… 199
22.7. Розмикачі РУ (+600 В). АПВ …… 201
22.8. Захист перетворювальних агрегатів від перенапруг ……..…….. 202
23 МОНТАЖ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ ТП ТА ЇХ ЕЛЕМЕНТІВ ……..…… 203
23.1. Встановлення комплектних трансформаторних підстанцій ……..…… 203
23.2. Встановлення силового трансформатора ……. 203
23.3. Монтаж низьковольтної та високовольтної шафи керування, монтаж прохідних ізоляторів, розрядників та обмежувачів перенапруг …… 203
23.4. Монтаж роз’єднувача та приводу …… 207
23.5. Монтаж грозозахисних пристроїв …… 208
23.6. Монтаж запобіжників …… 208
ЛІТЕРАТУРА …… 209

ПЕРЕДМОВА

Зміст конспекту лекцій з дисципліни «Електричні станції і підстанції» відповідає робочій навчальній програмі і призначений для студентів вищих навчальних закладів I-II рівнів акредитації, які здійснюють підготовку молодших спеціалістів зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання .

В конспекті розглянуто: основні види класичних та альтернативних електростанцій, їх особливості будови та технологічні схеми, основні принципи компонування; графіки електричних навантажень; основне електрообладнання електростанцій і підстанцій: синхронні генератори і компенсатори, силові та вимірювальні трансформатори, автотрансформатори, підстанційну комутаціно-захисну апаратуру; пристрої регулювання напруги силових трансформаторів і автотрансформаторів; види, причини і наслідки дії стумів короткого замикання, способи обмеження дії струмів КЗ; струмопровідні частини підстанційного обладнання; виконання розподільного устаткування; типові силові та тягові трансформаторні підстанції, їх складові, основне обладнання; частково монтаж та експлуатація розподільного обладнання трансформаторних підстанцій та їх елементів, тощо.

Значне місце відведене аналізу процесів при коротких замиканиях і особливостям розрахунку струмів короткого замикання в головних схемах і схемах електропостачання споживачів, вибору і перевірці комутаційних і захисних апаратів, жорстких шин і гнучких струмопроводів.

Для полегшення сприймання висвітлених питань на рисунках (схемах) та в тексті використовуються смислові літерні позначення елементів та електротехнічних пристроїв.

Наведений перелік посилань на літературні джерела дозволить читачеві детальніше ознайомитися з питаннями, які не розглянуті у конспекті.

1. ОСНОВНІ ПОНЯТТЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ. ВИДИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ. ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ ВОЛИНСЬКОГО РЕГІОНУ

Електроенергетика є базовою галуззю господарського комплексу України. Від рівня її розвитку залежить функціонування всіх інших галузей господарства. Найбільшими споживачами електроенергії в Україні є промисловість, населення (побутові потреби), сільське господарство, транспорт.

Електроста́нція (електрична станція) — промислове підприємство або комплект обладнання для вироблення електроенергії з різних форм первісної енергії. На електростанціях первинне джерело енергії надходить у перетворювач енергії, на виході якого отримують електроенергію, або електричну і теплову енергію

Залежно від виду первісної енергії, електростанції поділяються на:

- класичні теплові – використовують енергію від спалювання різних видів органічного палива;
- атомні теплові – використовують енергію від розщеплення ядер радіоактивних ізотопів, яке супроводжується виділенням великої кількості тепла;
- гідроелектростанції – використовують перетворення механічної енергії руху води річок в електричну;
- геотермальні - як первісну енергію використовують тепло надр Землі;
- сонячні – використовують сонячну енергію;
- вітрові - використовують кінетичну енергію вітру.

Поки що широкого розповсюдження не набули електростанції, які використовують різницю температури різних шарів морської води, енергію морських хвиль і припливів.

Понад 60% світової електроенергії виробляють класичні теплові електростанції, близько 17% - атомні і близько 20% — гідроелектростанції.

Електрична підстанція — електроустановка, призначена для перетворення електричної енергії однієї напруги (частоти) в електричну енергію іншої напруги (частоти) та її розподілу. В залежності від призначення можуть бути трансформаторними (ТП) або перетворювальними (ПП).

Основою електроенергетики України є Об'єднана електроенергетична система (ОЕС), яка здійснює централізоване електрозабезпечення внутрішніх споживачів.

Електроенергетична система (ЕЕС) – сукупність електричних станцій, підстанцій, електричних і теплових мереж, які пов’язані спільністю процесу виробництва, перетворення, розподілу і споживання електричної і теплової енергії.

Електричну частину ЕЕС називають електричною системою. До складу її входять: генератори, трансформаторні підстанції, перетворювальні установки, лінії електропередач (ЛЕП), струмоприймачі. Сукупність приймачів електроенергії складає навантаження електричної системи.

ОЕС взаємодіє з енергосистемами сусідніх держав, забезпечує експорт та імпорт електроенергії. До її складу входять вісім регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Південна, Південно-Західна, Північна, Центральна, які зв'язані між собою системоутворюючими і міждержавними лініями електропередачі напругою 330–500 кВ і 750 кВ.

Робота електростанцій в ОЕС забезпечує такі переваги:

- за рахунок резервування джерел підвищується надійність електропостачання споживачів;
- зменшується необхідний резерв потужності в системі;
- створюються умови для вирівнювання графіка навантаження ЕЕС, зниження його максимуму і підвищення ТЕП показників;

- створюються умови для оптимального керування розвитком і поточними режимами ЕЕС у цілому.

Централізоване виробництво електричної енергії в ОЕС здійснюють 14 найпотужніших теплових і вісім гідравлічних електростанцій, які входять до складу шести державних та приватних акціонерних енергогенеруючих компаній: Західенерго, Центренерго, Дніпроенерго, Київенерго, Донбасенерго підпорядкованих Мінпаливенерго України, та чотири АЕС, які входять до складу Національної атомної енергогенеруючої компанії «Енергоатом».

Розподіл електроенергії в ОЕС здійснюють акціонерні енергопостачальні компанії: 24 обласні, м. Київ.

Транспортування електричної енергії від енергогенеруючих до енергопостачальних компаній магістральними і розподільними електромережами країни забезпечує Національна енергетична компанія «Укренерго», до складу якої входять вісім згаданих вище регіональних електроенергетичних систем.

Географічна структура споживання електроенергії в Україні неоднорідна. Найбільше споживання електроенергії в областях, де розвинена гірничо-металургійна промисловість. Найбільші ТЕС розташовані в Донбасі (Вуглегірська, Старобешівська, Миронівська, Курахівська й ін.), на Придніпров'ї (Придніпровська, Криворізька), у Харківській (Зміївська), Київській (Трипільська), Івано-Франківській (Бурштинська), Львівській (Добротвір) областях, у Запоріжжі, Одесі й ін. Більшість цих електростанцій виробляє й тепло (ТЕЦ).

В розвитку гідроенергетики особливе значення у XX ст. відіграв каскад ГЕС на Дніпрі: Дніпрогес, Каховська, Дніпродзержинська, Кременчуцька, Київська, Канівська. Побудовані ГЕС на Дністрі (Дністровська), Росі, у Закарпатській області (Теребле-Ріцька).

Державне підприємство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» має у своєму складі чотири атомні електростанції: Запорізьку (м. Енергодар, Запорізької обл.), Рівненську (м. Вараш, Рівненської обл.), Хмельницьку (м. Нетішин, Хмельницької обл.) та Южно-Українську (м. Южноукраїнськ, Миколаївської обл.), які є відокремленими підрозділами (структурними одиницями) підприємства. В експлуатації на АЕС перебуває 15 енергоблоків, з них 13 – з реакторами типу ВВЕР-1000, 2 – з реакторами ВВЕР-440. Сумарна встановлена електрична потужність атомних станцій складає 13 835 МВт.

До складу ДП «НАЕК «Енергоатом» крім АЕС входять такі відокремлені підрозділи: Атомремонтсервіс, Атомкомплект, Автоматика та машинобудування, Науково-технічний центр, Атоменергомаш, Аварійно-технічний центр, Атомпроектінжиніринг, Складське господарство, КБ Атомприлад, Управління справами.

Крім того, до складу Компанії входить каскад ГЕС-ГАЕС (Олександрівська ГЕС та Ташлицька ГАЕС), для якого тариф на електроенергію розраховуються та затверджуються НКРЕКП окремо.

Вся електроенергія, що виробляється ДП «НАЕК «Енергоатом», продається в ДП «Енергоринок».

Західна електроенергетична система (ЕС) – відокремлений підрозділ ДП "НЕК "Укренерго", до складу якої входять акціонерні енергопостачальні компанії Волинської, Закарпатської, Івано-Франківської, Львівської та Рівненської областей, як складової Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Центральна диспетчерська знаходиться у Львові, диспетчерські пункти високої напруги у кожному обласному центрі регіону.

Основними завданнями Західної ЕС є:

- здійснення оперативно-технологічного управління регіональною енергосистемою, включаючи Рівненську атомну електростанцію (АЕС), теплові електростанції (ТЕС) енергогенеруючої компанії ВАТ ”Західенерго” – Бурштинську (ТЕС) і Добротвірську

(ГЕС) та системоутворюючу мережу 110кВ обласних енергопостачальних компаній;

- забезпечення надійної роботи магістральних і міждержавних електромереж напругою 35, 220, 330, 400 і 750 кВ.

На Волині електромережі напругою 220кВ і вище області експлуатують Волинські магістральні електромережі. В зоні обслуговування Волинських МЕМ розташовані чотири ПС 220 і 330кВ загальною потужністю силових трансформаторів 1390 МВА та 445,6 км ЛЕП - 220 і 330 кВ, в тому числі:

- три ПС - 330кВ ("Нововолинськ", "Ковель", "Луцьк північна") загальною потужністю транс-форматорів 1140 МВА;
- одна ПС - 220 кВ ("Луцьк південна") загальною потужністю трансформаторів 250 МВА;
- ЛЕП - 330 кВ протяжністю 220,5 км;
- ЛЕП - 220 кВ протяжністю 212,2 км.

Підстанції з'єднані з Рівненською атомною електростанцією і Добротвірською ТЕС (Львівська область). Спеціальна автоматика контролює весь процес передачі електроенергії. Електромережі Волинських МЕМ забезпечують зовнішнє електропостачання обласного центру та відповідальних споживачів області.

У 2003 році було Завершене будівництво електролінії (ПЛ) 330кВ Рівненська АЕС – електропідстанція (ПС) ,,Луцьк Північна" довжиною 88,4 км і переведення ПС 220кВ ,,Луцьк Північна" на напругу 330кВ з встановленням автотрансформатора 330/220/110/10 кВ потужністю 200 тис. кВА. Виробнича база Волинських МЕМ розташована в м. Луцьку, була збудована у 2009 році і відповідає сучасним вимогам.

ПрАТ «Волиньобленерго» — одне з передових товариств регіону, що динамічно розвивається та повноцінно виконує свою діяльність з передачі електроенергії магістральними та розподільчими мережами з метою задоволення потреб юридичних та фізичних споживачів.

Воно є середнім енергопостачальним товариством з точки зору об'ємів продажу електроенергії та інших валових показників, і займає монопольне становище з передачі електроенергії у Волинській області. Загальна довжина ліній електропередач — 25 713 км (24407 км – повітряні лінії, 1306 км - кабельні), кількість підстанцій — 5 999, загальна потужність трансформаторів — 2321 МВА (з них 112 – напругою 35кВ і 110кВ), площа постачання — 20,2 тис. кв. км.

2. ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

2.1. Теплові електричні станції. Загальні положення

Сукупність установок, які перетворюють хімічну енергію органічного палива на теплову та електричну, мають назву *теплова електрична станція (ТЕС)*. Основне призначення електричних станцій – забезпечення електричною енергією підприємств промислового і сільськогосподарського виробництва, комунального господарства і транспорту. Електростанції можуть також забезпечувати підприємства і житлові будинки водяною парою і гарячою водою.

Електростанції, призначені тільки для виробництва електроенергії, називають *конденсаційні (КЕС)*. На них установлюють парові турбіни з глибоким вакуумом. Це пов'язано з тим, що чим нижчий тиск пари на виході з турбіни, тим більша частина теплової енергії робочого тіла (водяної пари) може перетворитися на електричну енергію. При цьому основний потік пари конденсується в конденсаторі.

Електростанції, призначені для комбінованого виробництва електричної і теплової енергії, мають назву *теплоелектроцентралі (ТЕЦ)*. На них установлюють парові турбіни з проміжними відборами пари або з протитиском. На таких установках теплоту відпрацьованої пари частково або навіть повністю використовують для теплопостачання, унаслідок чого втрати теплоти з охолоджувальною водою в конденсаторі скорочуються або їх взагалі немає. Однак частка енергії, перетвореної з хімічної на електричну, при тих самих початкових параметрах пари на установках з теплофікаційними турбінами нижча, ніж на установках з конденсаційними турбінами. Зазвичай ТЕЦ будують поблизу споживачів теплової енергії – біля промислових підприємств або житлових масивів.

Якщо для виробництва електроенергії використовують конденсаційні установки, а теплову енергію для теплопостачання виробляють в окремій котельній установці, то таке виробництво електричної і теплової енергії називають роздільне.

Сучасна ТЕС – це складне підприємство, яке включає в себе велику кількість різного устаткування (теплосилового, електричного, електронного тощо) і будівельних конструкцій. Основним устаткуванням ТЕС є котельна і теплосилова установка. За типом теплосилової установки (теплового двигуна) теплові електричні станції бувають: паротурбінні (основний вид електростанцій), газотурбінні і парогазові ТЕС, а також електростанції з двигунами внутрішнього згорання (ДВЗ).

За призначенням ТЕС бувають *районні* (загального користування), які забезпечують усіх споживачів тепловою та електричною енергією в цьому районі місцевості і є самостійними виробничими підприємствами, і *промислові* електростанції, які входять до складу виробничих об'єктів і призначені переважно для їх енергопостачання, а також міських і сільських районів, що прилягають до них.

Найпоширеніші в енергетиці паротурбінні електростанції поділяють за рівнем теплової потужності агрегатів: *малої потужності* (з агрегатами до 25МВт), *середньої потужності* (з агрегатами до 50...100МВт), *великої потужності* (з агрегатами більше 100МВт); а також за початковими параметрами водяної пари: *низького* (до 3МПа), *середнього* (3...5МПа), *високого* (9...17МПа) і *понадкритичного тиску* (більше 24МПа).

Класифікація ТЕС за рівнем потужності і тиску умовна, тому що ці показники мають тенденцію до зростання.

Теплові електростанції України Найбільші ТЕС в Україні - Запорізька, Криворізька-2, Зміївська (Харківська область), Бурштинська (Івано-Франківська область), Ладижинська (Вінницька область), Придніпровська (Дніпропетровська область), Старобешівська (Донецька область), Трипільська (Київська область). Бурштинська ТЕС →12×200 = 2400 МВт Вуглегірська ТЕС →4×300+3×800 = 3600 МВт Добротвірська ТЕС →3×100+2×150 = 600 МВт Запорізька ТЕС →4×300+3×800 = 3600 МВт Зуївська ТЕС →4×300 = 1200 МВт

Зміївська ТЕС →6×200+4×300 = 2400 МВт Курахівська ТЕС →7×200 = 1400 МВт Криворізька ТЕС →10×300 = 3000 МВт Ладижинська ТЕС Луганська ТЕС Придніпровська ТЕС Слов'янська ТЕС Старобешівська ТЕС Трипільська ТЕС Штерівська ДРЕС.

2.2. Типові схеми ТЕС

За способом компонування котлів і парових турбін ТЕС бувають з *поперечними зв'язками* і з *блочним компонуванням*.

Принципову теплову схему ТЕС з *поперечними зв'язками* показано на рис. 2.1. У котли *1* живильну воду подають із загальної магістралі *6*, а свіжа пара збирається в загальному головному трубопроводі *5*.

У цій схемі всі котли ТЕС з'єднано трубопроводами води і пари. З об'єднаного паропроводу водяну пару подають до всіх працюючих турбін.

У схемах ТЕС з *блочним компонуванням* паровий котел з'єднують тільки з однією паровою турбіною і, отже, він являє собою автономний енергетичний блок.

Для надійності можна встановлювати по два котли на загальну турбіну – це так звані дубль-блоки. При цьому котли можуть мати як однакові (симетричні дубль-блоки), так і різні поверхні нагріву (несиметричні дубль-блоки).

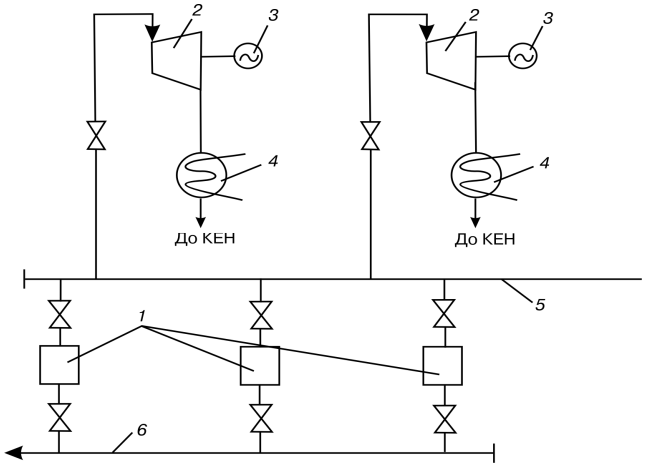


Рис. 2.1 - Принципова схема ТЕС з поперечними зв'язками: *1* – котел; *2* – турбіна; *3* – електричний генератор; *4* – конденсатор; *5* – головний паропровід; *6* – живильна магістраль; КЕН – конденсатний електричний насос.

У потужних моноблочних установках (300, 500 і 800МВт) з кожною турбіною працює однокорпусний котел. Через нерівномірність використання електроенергії протягом доби виникає потреба в частих зупинках і наступних пусках енергоблоків. Зупинивши енергоблок і вимкнувши генератор *3* (рис. 2.2) і турбіну *2*, надлишок пари, що є в котлі *1*, треба скидати, минаючи турбіну *2* (через байпас), в конденсатор *4*.

Якщо в котлі є проміжний перегрівник *7*, установлений в зоні високих температур, то байпасується циліндр високого тиску (ЦВТ) турбіни і пару направляють через редукційно-охолоджувальну установку (РОУ) *6* на охолодження проміжного перегрівника. Потім вона надходить у конденсатор *4* через РОУ *5*. Енергоблоки з такою схемою байпасування турбіни називають двобайпасні.

Останнім часом отримала поширення однобайпасна схема енергоблоку. У цій схемі пара, минаючи обидва циліндри турбіни і проміжний перегрівник, безпосередньо скидається в конденсатор.

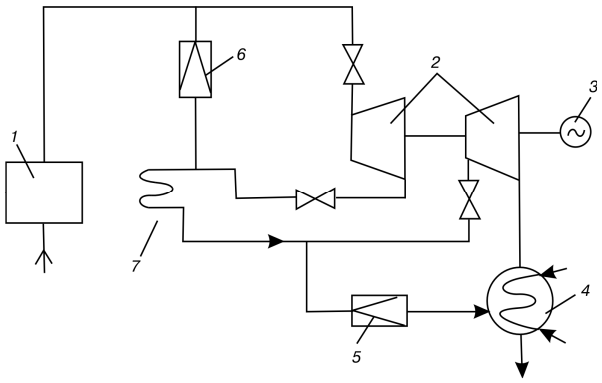


Рис. 2.2 - Двобайпасна схема енергоблоку ТЕС:
1 – котел; *2* – турбіна; *3* – електричний генератор; *4* – конденсатор; *5* – редукційно-охолоджуюча установка (РОУ) скидання пари в конденсатор; *6* – РОУ охолодження проміжного підігрівника; *7* – проміжний перегрівник.

Сучасна електростанція – це складне підприємство з великою кількістю різних видів устаткування. Послідовність одержання і використання водяної пари і перетворення одних видів енергії на інші можна простежити на прикладі технологічної схеми ТЕС, яка працює на твердому паливі (рис. 2.3).

Паливо (вугілля), яке надходить на ТЕС, вивантажують з вагонів *14* розвантажувальними пристроями *15* і подають крізь дробильне приміщення *12* конвеєрами *16* в бункер сирого палива або до складу *13* резервного палива. Вугілля розмелюють у млинах *22*. Вугільний пил через сепаратор *7* і циклон *8* з пилових бункерів *6* разом з гарячим повітрям, що подають вентилятором *20*, надходить у топку *21* котла *9*. Високотемпературні продукти згорання, які утворюються в топці, рухаючись по газоходах, нагрівають воду в теплообмінниках *10* (поверхні нагріву) котла до стану перегрітої пари. Пара, розширяючись на ступенях турбіни *2*, обертає ротор турбіни і з'єднаний з ним ротор електричного генератора *1*, у якому збуджується електричний струм. Вироблена електроенергія за допомогою підвищувальних трансформаторів *30* перетворюється на струм високої напруги і передається споживачам. У турбіні пара розширюється і охолоджується. Після турбіни пара надходить до конденсатора *28*, у якому підтримують вакуум. Воду в конденсатор подають з природного або штучного джерела *24* циркуляційними насосами *25*, розміщеними в насосній станції *23*. Отриманий конденсат насосами *32* перекачують через установку знесолювання і підігрівники низького тиску (ПНТ) *31* в деаератор *4*. Тут при температурі, близькій до температури насичення, видаляються розчинені у воді гази, що спричинюють корозію обладнання, і вода підігрівається до температури насичення. Втрати конденсату (витікання через неякісні ущільнення в трубопроводах станції або в лініях споживачів) поновлюють за рахунок хімічно очищеної в спеціальних установках *29* води, що додають у деаератор. Дегазовану і підігріту воду (живильну воду) подають живильними насосами *27* в регенеративні підігрівники високого тиску (ПВТ) *26*, а потім у котел. Цикл перетворення робочого тіла повторюється. Під робочим тілом розуміють пару і воду, яку одержують спеціальною обробкою. Охолоджені в теплообмінниках *10* продукти згорання очищують від золи в золовловлювачах *19* і димососом *17* через димову трубу *11* викидають в атмосферу. Уловлену золу і шлак по каналах *18* гідрозоловиведення направляють на золовідвал. Роботу ТЕС контролюють з пульта керування *3*. Підвищення потужності і параметрів (тиску, температури) робочого тіла можливе завдяки застосуванню проміжної перегрітої пари.

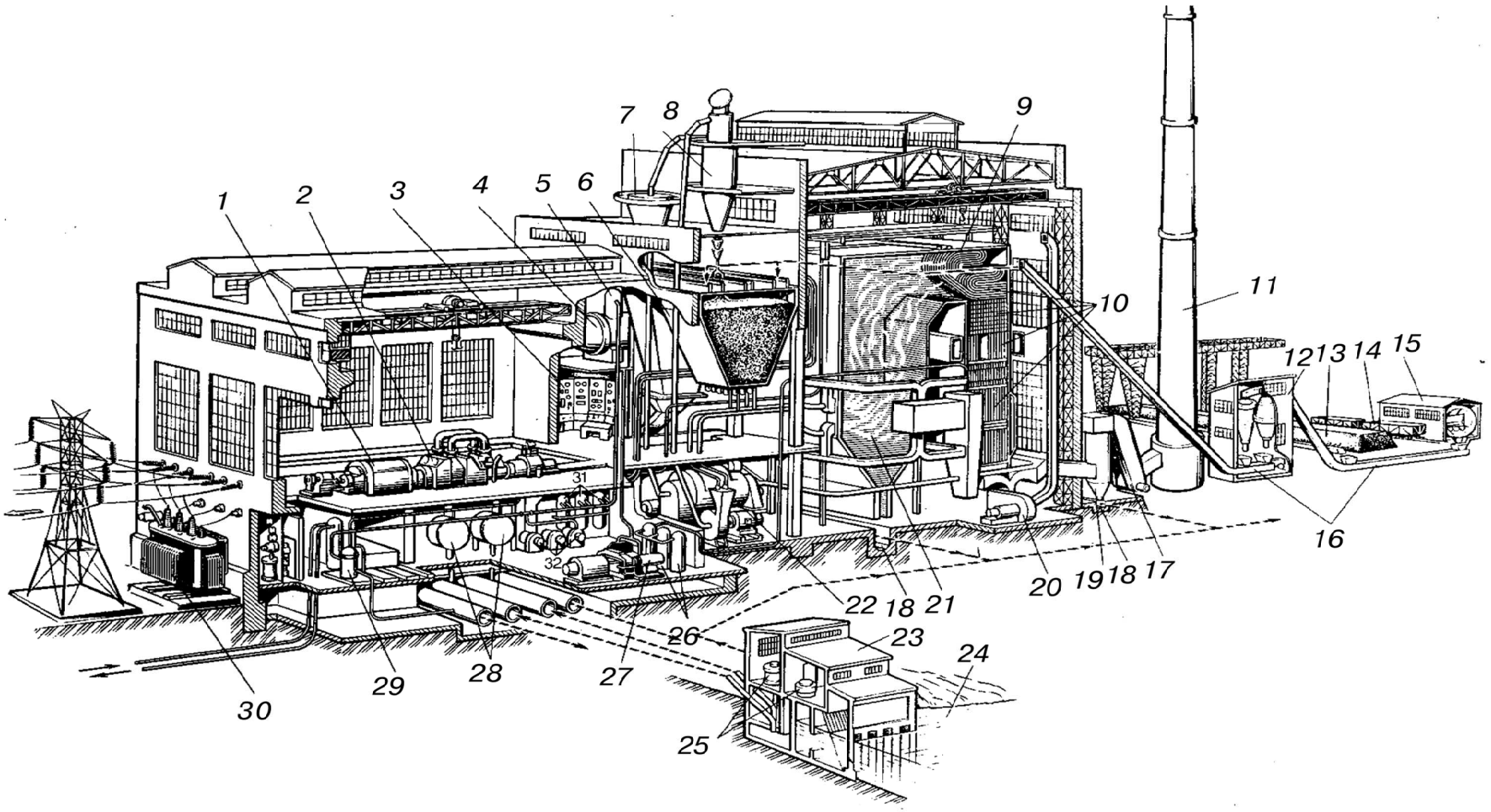


Рис. 2.3 - Теплова електрична станція:
1 – електричний генератор; 2 – парова турбіна; 3 – пульт керування; 4 і 5 – деаератори; 6 – пиловий бункер; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхні нагрівання (теплообмінники); 11 – димова труба; 12 – дробильне приміщення; 13 – склад резервного палива; 14 – вагон; 15 – розвантажувальний пристрій; 16 – конвеєр; 17 – димосос; 18 – канал; 19 – золоуловлювач; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – млин; 23 – насосна станція; 24 – джерело води; 25 – циркуляційний насос; 26 – регенеративний підігрівник високого тиску; 27 – живильний насос; 28 – конденсатор; 29 – установка хімічної очистки води; 30 – підвищувальний трансформатор; 31 – регенеративний підігрівник низького тиску; 32 – конденсатний насос

2.3. Теплоелектроцентралі. Міні-ТЕЦ

Як показано вище, електричну енергію виробляють на теплових електростанціях, де потенційна енергія водяної пари перетворюється на механічну енергію в паровій турбіні, звідки відпрацьовану пару направляють до конденсатора. Такі електричні станції називають конденсаційні. У цьому разі, щоб забезпечити споживачів теплотою і гарячою водою, потрібне додаткове джерело теплоти – опалювальна котельня.

Разом з цим існують теплофікаційні ТЕС, на яких одночасно виробляють як електричну, так і теплову енергію у вигляді технологічної або побутової пари, яка частково відпрацювала свій енергетичний ресурс у паровій турбіні для виробництва електричної енергії. Такі станції називають теплоелектроцентралі, їх розташовують безпосередньо біля споживачів теплоти: у містах, поруч з великими промисловими центрами і підприємствами тощо. На ТЕЦ для спільного виробництва теплоти й електроенергії встановлюють турбіни з регульованими відборами пари.

На рис. 2.4 показано принципову теплову схему найпростішої ТЕЦ, яка одночасно забезпечує промислове парове навантаження. Пара, одержувана в котлі *1*, надходить у турбіну *2*, безпосередньо з'єднану з електричним генератором *3*, а потім прямує в конденсатор *4*. З проміжного ступеня турбіни при потрібному регульованому тиску пару відбирають у розмірі 10–20% від загальної кількості і подають споживачам теплоти *7*. Частина пари у споживача втрачається, а частина конденсується, і її насосом *8* направляють до живильного бака *6*, у який конденсатним насосом *5* подають і конденсат з конденсатора. Для відновлення втрат пари і конденсату до живильного бака по трубопроводу *10* додають хімічно очищену воду. Живильну воду подають в котел *1* живильним насосом *9*.

У районах, які обслуговують великі теплоелектроцентралі, зазвичай є споживачі тепла, які використовують як пару, так і гарячу воду. У цьому разі на ТЕЦ установлюють турбіни з двома регульованими відборами пари. Один відбір (високого тиску) – для споживачів пари, другий відбір (низького тиску) – для передачі пари у водяні підігрівники.

Щоб забезпечити технологічні процеси окремих підприємств або їх групи електричною і тепловою енергією, споживання яких може бути нерівномірним у часі, використовують міні-ТЕЦ. Міні-ТЕЦ за тепловою схемою не відрізняються від енергетичних потужних ТЕЦ. Відмінність полягає в потужності (кількості виробленої електричної і теплової енергії).

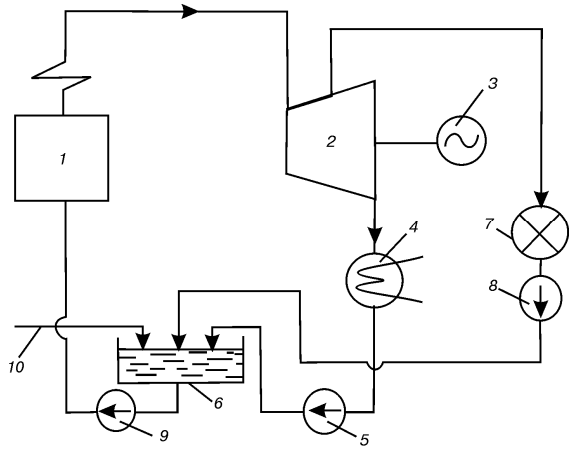


Рис. 2.4 - Теплова схема найпростішої теплоелектроцентралі: *1* – котел; *2* – турбіна; *3* – електрогенератор; *4* – конденсатор; *5* – КЕН; *6* – бак живильної води; *7* – споживач теплоти; *8* – мережевий насос; *9* – живильний насос; *10* – вода після хімічного водоочищення.

Доцільність установки та функціонування міні-ТЕЦ визначають техніко-економічним розрахунком на стадії проектування порівняно з окремим забезпеченням електричною енергією від уже існуючих КЕС і будівництвом на території підприємства котельної установки, яка буде забезпечувати теплотою технологічний цикл, опалення, гаряче водопостачання та ін. В останньому випадку докладно розглядають можливість використовувати вторинні енергоресурси, утилізація яких після технологічних процесів може зменшити проектну потужність котельної і навіть міні-ТЕЦ.

Використання ТЕЦ, міні-ТЕЦ, а також котелень пов'язане з потребою забезпечити споживачів тепловою енергією у вигляді водяної пари або гарячої води потрібних параметрів.

Постачання до споживача теплоти, віддача її та повернення до джерела теплопостачання конденсату або охолодженої води відбуваються за рахунок використання спеціалізованого обладнання (РОУ, водяні та конденсатні насоси, теплообмінники, інжектори, теплоізольовані трубопроводи – теплові мережі тощо), яке називають теплофікаційне, а сам процес забезпечення споживача теплотою – теплофікація.

Для великих міст України особливістю теплопостачання є теплофікація за рахунок ТЕЦ. Вони забезпечують близько 40 % теплової енергії, споживаної в промисловості і комунальному господарстві для потреб опалення і гарячого водопостачання, і мають безперечну термодинамічну перевагу перед виробництвом енергії на КЕС.

Процес централізованого теплопостачання складається з трьох послідовних операцій: підготовка теплоносія потрібних параметрів, транспортування теплоносія до споживача, використання теплоти теплоносія споживачем і повернення залишків теплоносія на ТЕЦ.

Першу операцію виконують на ТЕЦ. Залежно від роду теплоносія системи теплопостачання поділяють на водяні та парові. Перші дістали поширення для теплопостачання сезонних споживачів гарячої води і теплоти на опалення. Парові системи використовують для технологічного теплопостачання до споживачів високотемпературного теплоносія. Практика показала такі переваги водяних систем теплопостачання порівняно з паровими:

- можливість змінити температуру в системі в широкому діапазоні (20...200 °С);
- повніше використання теплоти від ТЕЦ;
- немає втрат конденсату;
- менші втрати теплоти в навколишнє середовище в теплових мережах.

До недоліків водяних систем теплопостачання варто віднести:

- підвищену витрату електроенергії на транспортування води в мережах;
- підвищену втрату теплоносія через розриви та аварії в теплових мережах;
- жорсткий гідравлічний зв'язок між ділянками мережі через високу щільність теплоносія;
- залежність температури води в трубопроводах від якості теплоізоляції.

Другу операцію централізованого теплопостачання – транспортування теплоносія до місця споживання – виконують за допомогою теплових мереж. Зазвичай теплові мережі являють собою заглиблені в ґрунт трубопроводи з теплоізоляцією, розміщені в спеціальних каналах (залізобетонних або цегельних) або без них (безканальна прокладка трубопроводів).

Третя операція – використання теплоти теплоносія споживачем – пов'язана з наявністю двох систем: закритою і відкритою.

У *закритих системах* теплопостачання споживач не витрачає теплоносій і не відбирає його з мережі, а використовує тільки для транспортування теплоти і передачі її іншому теплоносію (холодній воді) в теплообмінниках. У *відкритих системах* споживач відбирає теплоносій з теплової мережі частково або цілком.

Закриті системи характеризуються стабільністю якості теплоносія, який надходить до споживача, простотою санітарного контролю установки гарячого водопостачання, а також контролю герметичності системи за допомогою датчиків тиску. Їх недоліки – складність устаткування й експлуатації теплових пунктів (ТП), можливість корозії труб споживача через використання недеаерованої (не очищеної від агресивних розчинених газів) водопровідної води, можливість появи накипу в трубах.

До недоліків відкритих водяних систем належить потреба збільшувати потужність водопідготовчих установок, які розраховують на компенсацію витрат води, яку відбирає споживач із системи. Теплові мережі, по яких транспортують теплоносій до споживача, закінчуються ТП. Залежно від кількості споживачів розрізняють індивідуальні (місцеві) і центральні (групові) ТП. Перші обслуговують одного або декількох споживачів з однаковими параметрами споживання, центральні – групу споживачів (декілька будинків) або цілий район.

Устаткування ТП у кожному конкретному випадку вибирають, щоб повністю задовольнити потреби всіх споживачів у теплоті для системи опалення і для гарячого водопостачання.

3. АТОМНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

3.1. Атомні електричні станції. Загальні положення

Атомні електростанції (АЕС) – це по суті теплові електростанції, що використовують теплову енергію ядерних реакцій.

Україна входить до першої десятки країн світу з виробництва електроенергії на АЕС і є однією з провідних країн з видобутку та переробки уранових руд. В міру обставин, які склалися на даний момент головне базове навантаження в енергопроблемі несуть саме АЕС. Це зумовлено тим, що більшість ТЕС простоюють за причини відсутності палива. Кількість АЕС становила п’ять, але в результаті виведення з експлуатації 15 грудня 2000 року ЧАЕС їхня кількість скоротилася до чотирьох. В експлуатації на АЕС України є 15 енергоблоків із сумарною встановленою потужністю – 13880МВт (Найпотужніша електростанція в Україні - є Запорізька АЕС, на яку припадає близько 20% всього виробництва електроенергії України. Атомні електростанції України Запорізька АЕС →6×1000 = 6000 МВт Південноукраїнська АЕС →3×1000 = 3000 МВт Рівненська АЕС →2×440+2×1000 = 2880 МВт Чорнобильська АЕС →4×1000 = 4000 МВт (зупинена) Хмельницька АЕС →2×1000 = 2000 МВт).

Атомні електростанції (АЕС) використовують транспортабельне паливо — уран, їх розташовують незалежно від паливно-енергетичного фактора та орієнтують на споживачів у районах з напруженим паливно-енергетичним балансом. Оскільки АЕС дуже водомісткі, їх споруджують біля водних джерел. Можливість використання палива, як джерела теплоти пов'язані з здійсненням ланцюгової реакції розподілу речовини і виділенням величезної кількості енергії. Самопідтримуюча і регульована ланцюгова реакція розподілу ядер урану забезпечується в ядерному реакторі АЕС. У найпершому наближенні процеси, що відбуваються в ядерному реакторі, можна описати як безупинний поділ ядер. При цьому маса цілого ядра до поділу більша за масу осколків, що вийшли. Різниця становить приблизно 0,1% маси ядра, що розділилося. Зрозуміло, що до повного перетворення маси в енергію ще дуже далеко, але вже така зміна маси палива в реакторі дозволяє отримувати гігантську кількість енергії. При діленні 1г ізотопів урану або плутонію вивільняється 22500кВт-год, шо еквівалентно енергії, що міститься в 2800кг умовного палива (в реактор завантажується орієнтовно 66 тонн збагаченого урану).

Для ядерного пального використовують зазвичай ізотоп урану ^{233}U, ^{235}U та плутоній ^{239}Pu. Ядерне паливо використовують зазвичай, у твердому вигляді. Його укладають в захисну оболонку - ТВЕЛи - головний конструктивний елемент активної зони ядерного реактора, в якому знаходиться ядерне паливо. Їх встановлюють у робочих каналах активної зони реактора. Для зручності перевантаження і транспортування твели реактора збирають у спеціальні тепловиділяючі збірки — ТВЗ. ТВЗ є шестигранної форми. Реактор має 163 штуки ТВЗ, які розташовані в середині активної зони з кроком 20-25 см. У ТВЕЛах відбувається ділення важких ядер ^{235}U, ^{239}Pu або ^{233}U, що супроводжується виділенням теплової енергії, яка потім передається теплоносію. Найпоширенішим теплоносієм є очищена вода.

При розподілі ядер урану чи плутонію утворюються швидкі нейтрони, які мають велику енергію. У природному чи слабозбагаченому урані, де вміст ^{235}U невеликий, ланцюгова реакція на швидких нейтронах не розвивається. Тому швидкі нейтрони уповільнюються до теплових (повільних) нейтронів. Як уповільнювачі можуть використовують речовини, які містять елементи малої атомної маси, і мають низьку поглинаючу здатність стосовно нейтронів. Основними сповільнювачами є вода, важка вода (важка вода (D_2O) — вода, молекула якої складається з двох атомів дейтерію та атома оксигену, має у 3 рази більшу густину в порівнянні із звичайною), графіт.

При роботі реактора концентрація ізотопів, що діляться в ядерному паливі поступово

зменшується, і паливо вигоряє. Тому з часом його замінюють на свіже. Ядерне паливо перезавантажують за допомогою спец. механізмів і пристосувань з дистанційним керуванням. Відпрацьоване паливо переносять в басейн витримки, а потім відправляють на переробку.

До реактора і обслуговуючих його систем відносяться: реактор з біологічним захистом (бетон, вода, пісок); теплообмінники; насоси або газодувні установки, що здійснюють циркуляцію теплоносія; трубопроводи і арматура циркуляції контура; пристрої для перезавантаження ядерного палива; системи спец. вентиляції та аварійного розхолоджування і т.д.

Устаткування реакторного контуру встановлюють у герметичних боксах, які відокремлені від решти приміщень АЕС біологічним захистом і при роботі реактора не обслуговується .

Передбачається система контролю місць можливого витоку теплоносія, а також заходи, що запобігають виходу радіоактивних викидів і забруднень у приміщення АЕС і навколишнє середовище (використовуються спец. очисні фільтри). За виконанням правил радіаційної безпеки персоналу АЕС стежить служба дозиметричного контролю.

При аваріях в системі охолоджування реактора для виключення перегріву і порушення герметичності оболонок ТВЕЛів передбачається швидке (декілька секунд) глушення ядерної реакції аварійною системою розхолодження, яка має автономні джерела живлення.

На сьогоднішній день одинична потужність ядерних енергоблоків досягла 1500МВт. Вважається, що одинична потужність енергоблоку АЕС обмежується не стільки технічними міркуваннями, скільки умовами безпеки при аваріях з реакторами. Діючі в даний час АЕС за технологічними вимогами працюють головним чином в базовій частині графіка навантаження енергосистеми з тривалістю використання встановленої потужності 6500 ... 7000 год/рік.

На атомних станціях використовують ядерні реактори таких основних типів:

- ВВЕР (водо-водяний енергетичний реактор) - реактор на теплових нейтронах, корпусного типу із звичайною водою як сповільнювач (охолоджувач) і теплоносій (в США, Росії);

- графіто-водні з водяним теплоносієм і графітовим сповільнювачем (тип РВПК - реактор великої потужності, канальний) - реактор на теплових нейтронах, водо-графітовий (в США, Росії);

- важко-водяні з водяним теплоносієм і важкою водою як сповільнювач (в Канаді);

- графіто-газові з газовим теплоносієм і графітовим сповільнювачем (в Англії);

- БН - реактор на швидких нейтронах з рідинно-металічним натрієвим теплоносієм (в Росії).

Найбільше освоєно реактори на теплових нейтронах. Такі реактори конструктивно простіші й більш керовані у порівнянні з реакторами на швидких нейтронах. Проте найперспективнішим напрямом є використання реакторів на швидких нейтронах з розширеним відтворенням ядерного пального – плутонію.

Для забезпечення необхідного рівня безпеки при експлуатації АЕС та створення умов для підвищення ефективності роботи АЕС в єдиній системі енергопостачання народного господарства і населення держави створено НАЕК “Енергоатом”.

На енергоблоках АЕС України встановлено реактори серії ВВЕР – 1000 (водо-водяний енергетичний реактор – реактор на теплових нейтронах, корпусного типу) і на двох енергоблоках реактори серії ВВЕГ – 440 (Рівненська АЕС 1, 2 блоки). Проектний термін їх експлуатації 30 років.

Найчастіше в генеральному плані АЕС з ВВЕР реакторами передбачається розміщення на одному майданчику декількох енергоблоків, що пов'язано з необхідністю утримувати на майданчику АЕС загальні для всіх блоків служби, обладнання та інфраструктуру. Кожен

головний корпус є моноблоком і складається із реакторного відділення (РВ), машинного залу (МЗ), деаераторної етажерки (ДЕ) і етажерки електротехнічних пристроїв (ЕЕТП), яка примикає до машинного залу.

У головному корпусі АЕС розміщується наступне основне устаткування:

- реактор (типу ВВЕР-1000);
- турбінна установка (типу К-1000-60/1500, К-1000-60/3000 або їм подібні);
- генератор (типу ТВВ-1000).

Реактор складається з:

- корпусу з кришкою та ущільнювальними елементами;
- шахти внутрішньо-корпусної з вигородкою, в яких розміщуються тепловиділяючі збірки (ТВЗ) з тепловиділяючими елементами (твели);
- теплового екрану;
- блоку захисних труб (БЗТ);
- органів системи управління;
- теплового та біологічного захисту.

Корпус реактора є одним з найважливіших конструктивних елементів і повинен забезпечувати абсолютну надійність і повну герметичність як у звичайних умовах роботи, так і при можливих аварійних ситуаціях. Корпус повністю заповнюється водою під високим тиском (15,7 МПа і більше).

Турбіна — лопатковий (лопатевий) двигун, що перетворює енергію робочого тіла (пари, рідини, газу) на енергію обертового вала, який приводить у рух трифазний синхронний турбогенератор.

Трифазні синхронні турбогенератори (ТВВ-1000) призначені для вироблення електроенергії при безпосередньому з'єднанні з паровими турбінами. Активна потужність — 1000МВт, напруга 24кВ, частота обертання ротора 1500 (3000) об/хв. Генератор являє собою трифазну неявнополюсную електричну машину, що складається з нерухомої частини (статора), яка включає в себе сердечник і обмотку і підключається до зовнішньої мережі, і рухомої частини (ротора), на якій розташована обмотка збудження, що живиться постійним струмом. Механічна енергія, що передається від валу турбіни на вал ротора генератора, перетворюється в електричну електромагнітним шляхом: в обмотці ротора під дією електричного струму створюється магнітний потік, який, перетинаючи обмотку статора, наводить у ній ЕРС. Генератор складається із статора, торцевих щитів, ротора, виводів з нульовими трансформаторами струму і гнучкими перемичками, газоохолоджувача, опорного підшипника ущільнення валу і фундаментних плит. Збудження генератора здійснюється від безщіткового збудника типу БВД-1500, що складається з синхронного генератора та обертового випрямляча. Роботу генератора забезпечують безліч допоміжних систем. До кожного турбогенератора через генераторні вимикачі підключається два підвищуючі трифазні трансформатори (потужністю по 630МВА кожен), які з'єднані паралельно і дозволяють видавати номінальну потужність блоку в мережу.

Технічне водопостачання на АЕС з ВВЕР-1000 застосовується оборотне, тобто технічна вода циркулює по замкнутому колу. В оборотних системах використовуються три типи охолоджувачів: ставки-охолоджувачі, бризкальні басейни (використовуються розбризкувальні сопла, які розбризкують гарячу воду у повітрі внаслідок чого вона швидше охолоджується; глибина такого басейну 1-1,5м) і баштові градирні. У різних проектах використовуються комбінації з цих типів, так як автономних систем технічного водопостачання, як правило, три: система охолодження конденсаторів турбіни, система охолодження невідповідальних споживачів і система охолодження відповідальних споживачів (обладнання, в тому числі й аварійного, перерв у водопостачанні якого не допускається в будь-яких режимах роботи).

3.2 Типові технологічні схеми АЕС

Технологічна схема АЕС залежить від типу реактора, виду теплоносія і сповільнювача, а також від ряду інших чинників. Схема може бути одноконтурною, двоконтурною і триконтурною. На рисунку 3.1 як приклад наведена принципова технологічна двоконтурна схема АЕС на реакторах серії ВВЕР. З рисунка видно, що ця схема близька до схеми КЕС, проте замість парогенератора на органічному паливі тут використовується ядерна установка. Тепло виділяється в активній зоні реактора, вбирається теплоносієм (водою) 1-го контура і прокачується через реактор циркуляційним насосом до парогенератора (2), де передає своє тепло воді 2-го контура. Вода 2-го контура випаровується в парогенераторі, а утворена пара поступає в турбіну (3). Далі процеси проходять як на КЕС. Перший контур реактора є радіоактивним, повністю ізольований від другого, що зменшує радіоактивні викиди в атмосферу. Циркуляційні насоси прокачують воду через реактор і теплообмінник (живлення циркуляційних насосів походить від турбіни).

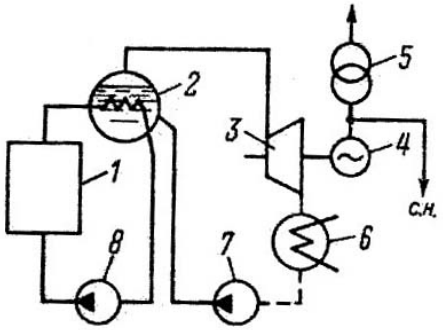


Рисунок 3.1 – Принципова технологічна двоконтурна схема АЕС:
1 - реактор; 2 - парогенератор; 3 - турбіна, 4 - трансформатор; 5 - генератор, 6 - конденсатор турбіни; 7 - конденсатний насос, 8 - головний циркуляційний насос.

Вода реакторного контуру перебуває під високим тиском, тому незважаючи на її високу температуру (320 градуси за Цельсієм — на виході, 289 — на вході в реактор) її закипання не відбувається.

Вода другого контуру знаходиться під робочим тиском в 6,4МПа, тому в теплообміннику (парогенераторі) вона перетворюється на пару при робочій температурі в 280 °С. У теплообміннику-парогенераторі теплоносій, що циркулює по першому контуру, віддає тепло воді другого контуру. Пара, що генерується в парогенераторі, по головних паропроводах другого контуру надходить в турбіни та віддає частину своєї енергії на обертання турбіни, після чого надходить в конденсатор. Конденсатор, що охолоджується водою циркуляційного контуру (так би мовити, третій контур), забезпечує збір та конденсацію відпрацьованої пари. Конденсат, пройшовши систему підігрівачів, подається знову в теплообмінник і цикл повторюється знову.

Особливістю АЕС є необхідність поховання радіоактивних відходів. Це робиться в спеціальних могильниках, які виключають можливість впливу радіації на людей. (В Україні створено могильник радіоактивних відходів на базі Чорнобильської АЕС). Щоб уникнути можливого впливу радіоактивних викидів АЕС на людей при аваріях, приймаються спеціальні заходи щодо підвищення надійності устаткування (дублювання системи безпеки тощо), а навколо станції створюють санітарно-захисну зону.

Застосування атомної енергії дозволяє розширити енергетичні ресурси, сприяючи цим збереженню ресурсів органічного палива, знизити вартість електричної енергії, що особливо важливо для районів, залежних від джерел палива, знизити забруднення атмосфери, розвантажити транспорт, який виконує перевезення палива, допомогти в постачанні електроенергією і теплом виробництва.

При роботі АЕС, не споживають органічне паливо (вугілля, нафта, газ), в атмосферу не викидаються оксиди сірки, азоту, вуглекислий газ. Це дозволяє знизити парниковий ефект, що веде до глобальної зміни клімату.

У багатьох країнах атомні станції вже виробляють більше половини електроенергії (у Франції - близько 75%, у Бельгії - близько 65%), в Україні – біля 60%, у Росії тільки 15%.

Уроки аварії на Чорнобильській АЕС (у квітні 1986р.) зажадали істотно (у багато разів) підвищити безпеку АЕС і змусили відмовитися від будівництва АЕС у густонаселених та сейсмічно-активних районах. Тим не менше з урахуванням екологічної ситуації атомну енергетику слід розглядати як перспективну.

Отже АЕС, що є найбільш сучасним видом електростанцій мають ряд істотних переваг перед іншими видами електростанцій: за нормальних умов функціонування вони обсолютно не забруднюють навколишнє середовище, не вимагають прив'язки до джерела сировини і відповідно можуть бути розміщені практично скрізь, нові енергоблоки мають потужність практично рівну потужності середньої ГЕС, проте коефіцієнт використання встановленої потужності на АЕС (80%) значно перевищує цей показник у ГЕС або ТЕС. Про економічність і ефективність атомних електростанцій може говорити той факт, що з 1кг урану можна отримати стільки ж теплоти, скільки при спалюванні приблизно 3000 т кам'яного вугілля.

4. ГІДРАВЛІЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

4.1 Загальні відомості

Гідравлічна електростанція (ГЕС) - комплекс споруд і устаткування, за допомогою яких енергія потоку води перетвориться в електричну енергію. ГЕС складається з послідовного кола гідротехнічних споруд, що забезпечують необхідну концентрацію потоку води і створення тиску, та енергетичного устаткування, що перетворює енергію рухомої під натиском води в механічну енергію обертання яка, у свою чергу, перетвориться в електричну енергію.

ГЕС у наш час виробляють, як було зазначено раніше, близько 20% електроенергії в світі, при цьому використовується тільки третина економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу. Деякі країни з гірським рельєфом, швидкими ріками (Норвегія, Таджикистан, Киргизстан) в основному забезпечують свої потреби в електроенергії за рахунок ГЕС.

Найбільші ГЕС, що експлуатуються, мають встановлену потужність: «Три ущелини» (Китай) – 18,2 млн. кВт, Ітайпу (Бразилія – Парагвай) – 12,6 (14,0) млн.кВт, Guri (Венесуела) – 10,3 млн.кВт, Тукуру (Бразилія) – 7,2 млн.кВт, Гренд Кулі (США) – 6,5 млн.кВт, Саяно-Шушенська – 6,4 млн.кВт і Красноярська (Росія) – 6 млн.кВт, Черчилл-Фолс – 5,4 млн.кВт і Ла Гранд (Канада) – 5,3 млн.кВт.

Аналізуючи світовий досвід розвитку енергетики, слід зазначити, що практично всі найбільш розвинені країни в першу чергу інтенсивно освоювали свої гідроенергетичні ресурси та досягли високого рівня їх використання. Так, гідроенергетичні ресурси в США використані на 82%, в Японії – на 90%, в Італії, у Франції, у Швейцарії – на 95–98%. В Україні економічно ефективний гідроенергетичний потенціал використаний на 60%, а у Росії – на 20%.

Гідроенергетика України розпочалась зі спорудження найбільшої в Європі Дніпровської ГЕС - 560МВт (1927 р. - початок будівництва, 1932 р. - введена в експлуатацію). До складу споруди входили будівлі ГЕС з дев'ятьма агрегатами. На сьогоднішній день в Україні працює 12 потужних ГЕС, які входять до Об’єднаної енергосистеми України, а також є ще близько 150 малих ГЕС на малих річках (Найбільші ГЕС в Україні - Київська, Канівська, Кременчуцька, Дніпродзержинська, Дніпрогес (Запоріжжя) і Каховська.).

Гідроелектричні станції залежно від потужності поділяють на:

- потужні - виробляють від 25МВт до 250МВт і вище;
- середні - до 25МВт;
- малі гідроелектростанції - до 5МВт (в деяких країнах (в тому числі і Україні) малими визнаються гідроелектростанції із потужністю до 10МВт. (примітка: встановлено Законом України "Про електроенергетику")). За прийнятою класифікацією до малих форм гідроенергетики належать піко (до 5кВт), мікро- (від 5 до 100кВт), міні- (від 100 до 1000кВт) гідроелектростанції.

Потужність ГЕС безпосередньо залежить від тиску води, розходу води, а також від ККД використовуваного генератора (більше 90%). Через те, що за природними законами рівень води постійно змінюється, в залежності від сезону, а також ще від інших причин, в якості вираження потужності гідроелектричної станції прийнято брати циклічну потужність. Наприклад, розрізняють річний, місячний, тижневий або добовий цикли роботи гідроелектростанції.

Гідроелектростанції також діляться в залежності від максимального використання напору води:

- високонапірні - понад 60м;
- середньонапірні - від 25м;

- низьконапірні - від 3 до 25м.

За участю у покритті графіку навантаження енергосистеми: (пікові, напівпікові і базисні); за ступенем регулювання стоку річки (з виробленням тільки сезонної енергії, з внутрішньо - річним регулюванням, з багаторічним регулюванням); за схемою створення напору (руслові і дериваційні); за родом джерела енергії (річкові і приливні).

Класифікація гідроелектростанцій по капітальності регулюється ГОСТ і систематично вдосконалюється і змінюється в міру технічного прогресу в енергетичній галузі будівництва.

4.2 Різновиди ГЕС

На компонування ГЕС особливо сильний вплив мають місцеві природні умови (рельєф і геологічна будова заплави річки, зона затоплення) і прийнята система використання водотоку, яка визначає тип і склад гідротехнічних споруд. Вплив цих факторів настільки значний, що компонування кожної ГЕС являє собою оригінальне рішення.

Найбільше значення при компонуванні станційного вузла має взаємне розташування будівлі ГЕС, відкритих РУ високої напруг і корпусу допоміжних пристроїв зі щитом керування. РУ високих напруг намагаються розташувати таким чином, щоб відстань до машинного залу була найменшою. З цією метою відкриті РУ часто розташовують безпосередньо біля берега річки чи каналу з боку нижнього б'єфа. РУ генераторної напруги закритого типу у більшості випадків розташовують в будівлі ГЕС з боку нижнього б'єфа (руслові ГЕС) або з боку верхнього б'єфа (пригребельні ГЕС з напірними трубопроводами).

Допоміжні електротехнічні установки (акумуляторна батарея з підзарядним і зарядним пристроями, електролабораторія, вузол зв'язку) і щит керування займають, як правило, спеціальний (допоміжний) корпус. Його виконують у вигляді прибудови до машинного залу з боку розташування відкритого РУ.

ГЕС, будівля якої є частиною греблі, називається русловою (наприклад, Кременчуцька, Київська ГЕС). Руслові ГЕС — це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає рівень води на потрібну величину. Будівля ГЕС входить до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи. Такі гідрооб'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях, де є вузьке русло з високими берегами.

Будівля 1 руслової ГЕС (рис. 4.1) займає частину напірного фронту гідротехнічних споруд і нарівні з греблею 2 приймає тиск води верхнього б'єфа (ВБ).

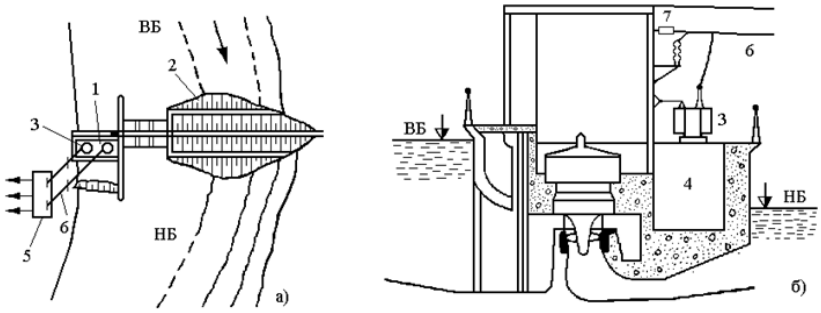


Рисунок 4.1 – План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої на руслі.

Трансформатори 3 блоків розташовують на майданчику з боку верхнього б'єфа або з боку нижнього б'єфа (НБ) (як показано на рис. 4.1). Розподільну установку генераторної напруги 4 розташовують в будинку ГЕС під трансформаторами 3. З'єднання генераторів з

РУ генераторної напруги (або при одиничних блоках з трансформаторами) виконують залежно від потужності генератора відкритими шинними мостами (при $P_{ном}$ до 100МВт) або закритими екранованими струмопроводами (при $P_{ном}$ більше 100МВт). Розподільні установки високих напруг 5 (відкритого типу) розташовують на березі з боку нижнього б'єфа. Майданчик для їх спорудження вибирають згідно з рельєфом прибережної смуги. За несприятливих топографічних умов, коли важко знайти чи створити рівний майданчик необхідних розмірів застосовують ступінчасте розташування обладнання РУ .

Приєднання трансформаторів до РУ високої напруги здійснюють гнучкими проводами 6. Проводи підвішують за допомогою натяжних гірлянд ізоляторів 7 між стіною будівлі ГЕС (або опорами, встановленими на будівлі ГЕС) і опорами, встановленими на березі, де розташована РУ. Якщо будівля розташована окремо, біля основи греблі на протилежному від водосховища боці, то така ГЕС називається пригреблевою (наприклад, ДніпроГЕС). Пригреблеві ГЕС — високонапірні станції, в яких будівля ГЕС розміщена за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні лотки чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в даному випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС, інколи це може бути і дві греблі. Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель.

Пригребельна схема (рис. 4.2) характеризується тим, що напір (різниця відміток між рівнями верхнього і нижнього б'єфу на ГЕС створюється за рахунок підпору рівня ріки греблею з утворенням водойми, яка також використовується для регулювання стоку (добового, тижневого, сезонного, багаторічного) з метою забезпечення необхідного режиму роботи ГЕС. За рахунок регулювання стоку забезпечується збільшення встановленої (сума ном. потужностей всіх генераторів) та гарантованої (90-92% від встановленої потужності) потужності ГЕС, кількості виробленої електроенергії та економічної ефективності ГЕС. На більшості ГЕС, що знаходяться в експлуатації, у тому числі найпотужніших, використана гребельна схема. Така схема застосовується в рівнинних і гірських умовах. При цьому напори на ГЕС залежать від висоти гребель і досягають, наприклад, на Дністровській ГЕС потужністю 0,7 млн. кВт напір дорівнює 54м, а на Київській ГЕС потужністю 0,36 млн.кВт він знижується до 11м. Така схема використана для всіх ГЕС Дніпровського каскаду в Україні.

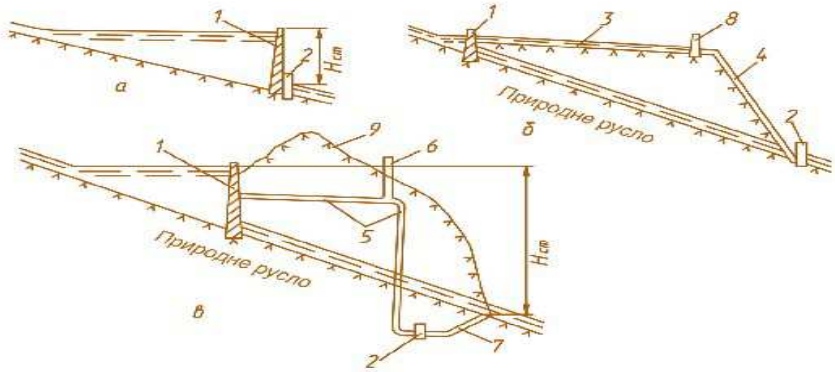


Рисунок 4.2 - Принципові схеми ГЕС: а – гребельна; б – деріваційна; в – комбінована.
1 – гребля; 2 – будинок ГЕС; 3 – деріваційний канал; 4 – напірний трубопровід;
5 – напірний тунель; 6 – зрівнювальний резервуар; 7 – відвідний тунель; 8 – водоприймач;
9 – природна поверхня берегового схилу.

На пригребельній ГЕС (рис. 4.3) будівлю 1 споруджують за глухою греблею 2, тому вона не приймає напору води. Вода подається до турбін по напірних трубопроводах 3. Між будівлею ГЕС і греблею над напірними трубопроводами утворюється так звана "пазуха" 4.

Останню зручно використовувати для встановлення трансформаторів 5 блоків і розміщення РУ генераторної напруги 6. РУ можна також прибудувати до будівлі ГЕС (показано на рис. 4.3, б) пунктиром). Розподільні установки високої напруги 7, як і на русловій ГЕС, розташовують на березі і з'єднують з трансформаторами гнучкими проводами 8.

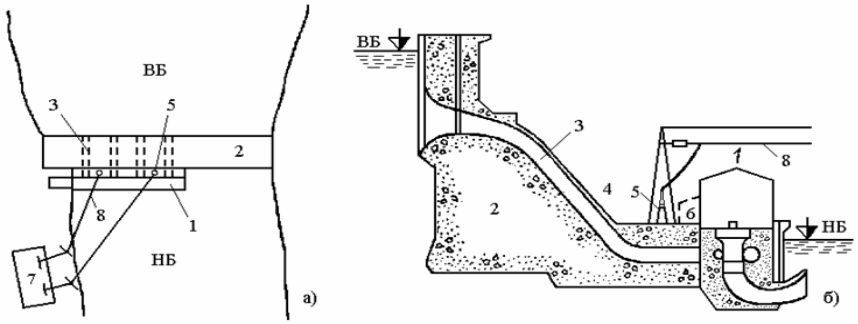


Рисунок 4.3 – План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої біля греблі

ГЕС, до якої вода подається трубами, називається деривaційною (Теребле-Ріцька ГЕС). При деривaційній схемі напір на ГЕС утворюється шляхом створення зосередженого перепаду за рахунок відводу води з річки штучним водоводом, в якості якого застосовуються відкриті канали (безнапірна деривація); напірні тунелі або трубопроводи (напірна деривація) (рис. 4.1). При деривaційній схемі для забору води на ГЕС у більшості випадків у річці зводиться гребля, яка утворює невелику водойму, що часто виконує добове регулювання. Деривaційну схему доцільно застосовувати в гірських умовах при більших схилах і порівняно невеликих витратах, що дозволяє при відносно невеликій довжині деривaційного водоводу одержати великий напір. На Теребля-Рикській ГЭС потужністю 27МВт із напором 215м, використовується деривaційну схему з напірною деривацією.

Компонування деривaційної ГЕС (рис. 4.4) має свої особливості. Крім станційного вузла 1 у створі Б, де розташовані основні споруди станції, є ще і головний вузол 2 у створі А. Головний і станційний вузли пов'язані між собою деривaційним каналом 3.

До складу споруджень станційного вузла входять напірний басейн 4 та басейн 5 добового регулювання, турбінні напірні трубопроводи 6, будівля ГЕС 7, аварійний водоскид 8, відвідний канал 9, а також будівлі допоміжних і ремонтних служб (на рисунку не показані).

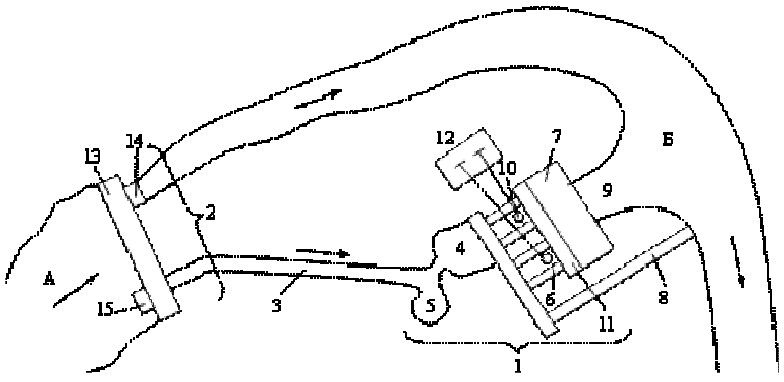


Рисунок 4.4 – План деривaційної ГЕС

Трансформатори 10 встановлюють над турбінними трубопроводами на стіні будівлі ГЕС. Розподільну установку генераторної напруги 11 вбудовують або добудовують до

фронтальної стіни будівлі ГЕС, а РУ високої напруги 12 розташовують в стороні від гідротехнічних споруд на рівній площині. З'єднання трансформаторів та РУ високої напруги здійснюється гнучкими підвісними проводами.

Головний вузол об'єднує споруди, які призначаються для створення опору у річці та відведення потоку в деривацію, очищення води від сміття. Сюди входять гребля 13, водоскидні пристрої 14, водоприймач 15, відстійник, промивні пристрої.

У випадку комбінованої схеми напір на ГЕС утворюється частково за рахунок опору рівня ріки греблею й створення водойми як на пригребельній схемі, та частково за рахунок дериваці, що дозволяє при відповідних природних умовах використовувати переваги обох схем. При комбінованій схемі також можна одержати високі напори на ГЕС. Наприклад, на ГЕС Черчилл Фолс (Канада) потужністю 5,3 млн. кВт із водоймою об'ємом 32,6км^3, утвореною греблею висотою 32м, напір становить 318м; на ГЕС Ялі (В'єтнам) потужністю 0,72 млн. кВт із водоймою, утвореною греблею висотою близько 60м, напір становить 190м.

Гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС) з оборотними гідроагрегатами (що працюють як генератори струму або водяні помпи) в години малого споживання електроенергії перекачують воду з водосховища у верхній басейн, а в години пікових навантажень виробляють енергію як звичайні ГЕС (наприклад, Київська ГАЕС, Дністровська ГАЕС).

ГЕС з використанням енергії припливів називають припливними (наприклад, ГЕС у Франції на річці Ранс).

4.3 Принцип роботи ГЕС

Принцип роботи ГЕС досить простий. Ланка гідротехнічних споруд забезпечує необхідний напір води, що надходить на лопасті гідротурбіни, яка приводить в дію генератори, що виробляють електроенергію.

Необхідний напір води утворюється за допомогою будівництва греблі, і як наслідок концентрації річки в певному місці, або дериваці - природним потоком води.

Залежно від тиску води, в гідроелектростанціях застосовуються різні види турбін. Для високонапірних — ковшові і радіально-осьові турбіни з металевими спіральними камерами. На середньонапірних ГЕС встановлюються поворотнолопастні і радіально-осьові турбіни, на низьконапірних — поворотнолопастні турбіни в залізобетонних камерах. Принцип роботи всіх видів турбін подібний — вода, що подається під тиском (напір води), надходить на лопасті турбіни і вони починають обертатися. Механічна енергія, таким чином, передається на гідрогенератор, який і виробляє електроенергію. Турбіни розрізняються деякими технічними характеристиками, розраховані на різні тиски води, а також камерами — залізними або залізобетонними.

Кількість годин використання установленої потужності в році характеризує ступінь нерівномірності роботи протягом року й доби. При роботі ГЕС в основному у режимі покриття пікової зони графіку навантажень $T \leq 2000$ год, а в напівпіковій зоні T зростає до 4000 год.

Втрати напору на ГЕС орієнтовно можуть становити 1–5%, причому вони менші при гребельній схемі й безнапірній деривації та збільшуються при напірній деривації.

Коефіцієнт корисної дії гідросилового устаткування (гідроагрегата) орієнтовно може скласти 90–94% залежно від типу та характеристик турбіни й генератора. У цілому на ГЕС потенційна енергія водотоку перетворюється в електричну з високим к.к.д. на рівні 86–93%.

Режим експлуатації ГЕС в енергосистемах характеризується роботою з повною потужністю безупинно протягом доби зазвичай лише у період паводків, а в інші сезони року ГЕС працює у режимі покриття пікової частини графіку навантажень у середньому 3–5 год на добу, у режимі покриття напівпікової частини – 5–15 год на добу, а також

використовується в якості аварійного й частотного резервів. За необхідності забезпечення постійних санітарно-екологічних та інших пусків частина агрегатів ГЕС працює безупинно.

Найбільш ефективне використання водних і гідроенергетичних ресурсів досягається при будівництві на річках каскадів ГЕС, що утворюють єдиний водогосподарський комплекс. Принцип утворення на річках каскадів ГЕС є основоположним у всіх країнах. Група ГЕС, розташованих за течією річки на деякій відстані одна від одної та пов'язаних між собою загальним водогосподарським режимом, утворює каскад. Головним завданням каскадів ГЕС є комплексне використання водних ресурсів. Створення каскадів ГЕС забезпечує більш повне регулювання стоку й використання гідроенергетичних ресурсів, дозволяє в максимальній мірі погодити інтереси гідроенергетики та інших учасників виробничо-господарського комплексу (ВГК), хоч ускладнюється їх взаємодія в умовах комплексного використання водосховищ каскаду. Однак, з іншого боку, полегшується подолання протиріч між ними, завдяки чому досягається збільшення потужності й виробітку ГЕС, можливість роботи ГЕС у піковій зоні відповідно до графіка навантажень у зв'язку з усуненням ряду обмежень по режиму допусків і рівнів у нижньому б'єфі та ін.

Дніпро є найбільшою річкою України та третьою за величиною річкою Європи. Дніпровський каскад гідроелектростанцій складається з шести ГЕС: Київської, Канівської, Кременчуцької, Дніпродзержинської, Дніпровської і Каховської. Разом із Київською гідроакумулюючою станцією (ГАЕС) та Дністровською ГЕС (потужність 702МВт) вони входять до Об’єднаної енергосистеми України. Площа водозбору до створу нижнього ступеня каскаду – Каховської ГЕС – становить 482 тис. км^2. Основні характеристики каскаду дано в таблиці 4.1. Дніпровський каскад (рис. 4.5) має велике значення для народного господарства України. Його водойми, і в першу чергу Кременчуцьке та Каховське, забезпечують сезонне регулювання стоку р. Дніпро. Корисний обсяг водойм становить 34% середньобагаторічного стоку Дніпра. ГЕС каскаду, сумарна потужність яких становить 3,67 млн. кВт, а вироблення електроенергії – близько 90% вироблення всіх ГЕС України, відіграють найважливішу роль в Об'єднаній енергосистемі України, покриваючи пікову частину графіка навантажень і забезпечуючи функції аварійного та навантажувального резерву.

Таблиця 4.1. Основні характеристики водойми і ГЕС Дніпровського каскаду

Найменування ГЕС і водоймища	Рік заповнення	Потужність ГЕС, МВт	Площа дзеркала, км^2	Довжина, км	Глибина, м	
					Макси-мальна	Середня
Київське	1965	361	922	110	19,5	4,0
Канівське	1972	444	675	123	21,0	3,9
Кременчуцьке	1961	625	2250	149	20,0	6,0
Дніпродзержинське	1964	352	576	114	16,0	4,3
Дніпровське (Дніпрогес I, II)	1933, 1980	1538	410	129	53,0	8,0
Каховське	1956	351	2150	230	24,0	8,5
Усього		3671	6983	855		

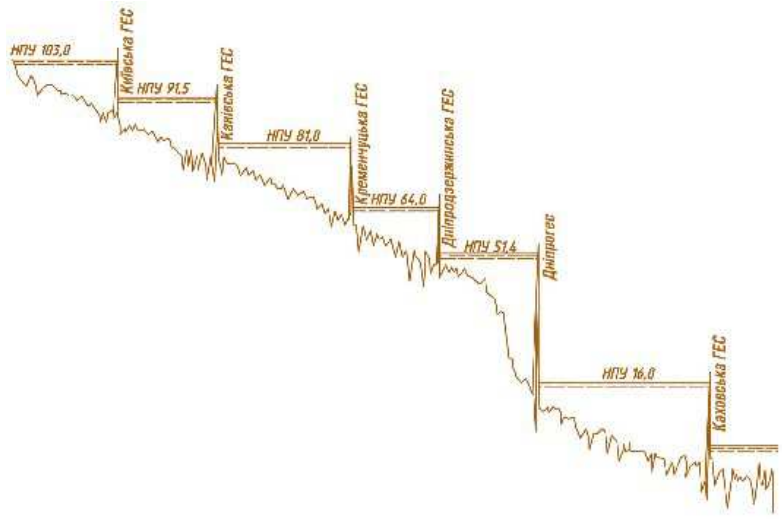


Рис. 4.5 - Дніпровський каскад ГЕС (поздовжній профіль)

Робота ГЕС в енергосистемах. Робота ГЕС в енергосистемі має певні особливості, викликані залежністю від річкового стоку та від режимів роботи водойми комплексного призначення, а також обмеженнями за умовами нижнього б'єфа та охорони навколишнього середовища. Водойми ГЕС залежно від корисної ємності можуть здійснювати добове, тижневе, сезонне та багаторічне регулювання. При цьому у несприятливий за водністю рік (зазвичай у якості розрахункового приймається маловодний рік з 90–95% забезпеченості) ГЕС повинні забезпечити розрахункову гарантовану енерговіддачу для покриття своєї зони графіка навантажень енергосистеми.

Водойма добового регулювання дозволяє перерозподілити природний добовий стік для забезпечення нерівномірного режиму роботи ГЕС із метою покриття пікової частини графіку навантажень.

В умовах зниження електричних навантажень в енергосистемі у вихідні дні при тижневому регулюванні зменшуються потужність і вироблення електроенергії ГЕС, а невикористаний стік акумулюється у водоймі й використовується у робочі дні тижня, забезпечуючи підвищення енерговіддачі ГЕС.

При сезонному і багаторічному регулюванні водойми в маловодний період ГЕС забезпечує покриття пікової частини добового графіку навантажень за рахунок природного припливу води у водойму протягом доби та спрацювання корисного обсягу, раніше накопиченого водоймою.

У паводковий період для максимального енергетичного використання води й зменшення її холостих скидань зазвичай всі агрегати ГЕС працюють із повною потужністю безупинно, виробляючи максимально можливу кількість електроенергії без ведення добового регулювання, покриваючи базову частину графіка навантажень енергосистеми. Це дозволяє одержати в цілому економію палива, хоч у даний період частина ТЕС змушені працювати у нерівномірному режимі, у тому числі у піковій частині графіка навантажень.

На ГЕС із водосховищем, що має значну корисну ємність, доцільно розміщувати аварійний резерв системи із тривалим часом роботи. На ГЕС також розміщують навантажувальний резерв системи для підтримки частоти в енергосистемах. Наприклад, в ОЕС України ГЕС Дніпровського каскаду, Дністровська ГЕС є аварійним резервом, однак комплексне використання їх водойм накладає певні обмеження на режими роботи ГЕС в якості резерву ОЕС. Тому їх використання в аварійних ситуаціях може заподіяти збитки іншим галузям, у першу чергу рибному господарству.

Більшість ГЕС також працюють у режимі синхронного компенсатора для вироблення реактивної потужності.

Робота об'єднаних енергосистем з більшою питомою вагою ГЕС залежить від регулювання стоку водойми, а також від регулювання енерговіддачі при спільній роботі в енергосистемі каскадів ГЕС внаслідок природної асинхронності стоку річок.

ГЕС є важливим системоутворюючим фактором. Створення великих каскадів ГЕС і високовольтних ліній електропередачі для видання їх потужності у багатьох випадках ставали основою утворення об'єднаних енергосистем.

Робота ГЕС характеризується високою надійністю, імовірність аварійних ситуацій на ГЕС значно нижча, ніж на ТЕС, в яких аварійні ситуації пов'язані з використанням у технологічному циклі надзвичайно високих температур і тисків, більшими запасами палива й ін.

4.4. Принципові схеми роботи ГАЕС

Гідроакумулюючі електростанції перерозподіляють у часі електроенергію, що виробляється ТЕС і АЕС, які працюють у базовому режимі, у відповідності з графіком навантажень енергосистеми. ГАЕС характеризуються роботою у двох режимах: насосному та турбінному (генераторному). У насосному режимі вода з нижньої водойми перекачується гідроустановками ГАЕС у верхню водойму. У насосному режимі ГАЕС зазвичай працює у нічний період, коли в зв'язку зі зниженням навантаження в енергосистемі є надлишок електроенергії, яку й споживає ГАЕС (заповнює провальну частину добового графіку навантажень). У турбінному режимі вода з верхньої водойми скидається у нижню через агрегати ГАЕС, а вироблена електроенергія подається в енергосистему споживачам. У турбінному режимі ГАЕС працюють у періоди максимального навантаження в енергосистемі (зазвичай у години вечірнього та ранкового піків у добовому графіку навантажень).

У сучасних енергосистемах, в яких основними енергоджерелами є атомні та теплові станції з великими агрегатами, ГАЕС забезпечують надійну та ефективну роботу енергосистем за рахунок заповнення провальної частини добового графіка навантажень, забезпечуючи роботу агрегатів ТЕС і АЕС у базовому режимі з майже постійною у часі потужністю; покриття пікової частини добового графіка навантажень; виконання функцій аварійного й частотного резерву енергосистем завдяки високій маневреності й швидкодії.

З усіх запропонованих способів акумулювання енергії в області електроенергетики (акумулювання тепла, виробленого реакторами АЕС, у спеціальних резервуарах гарячої води або пари; газотурбінні електростанції, повітряноакумулюючі, із закачкою компресорами повітря під великим тиском в спеціальні підземні резервуари; механічне акумулювання енергії з використанням маховиків, які розганяються до великих швидкостей та влаштованих в герметичний корпус, де підтримується вакуум, та ін.) наразі використовується гідравлічне акумулювання на ГАЕС, що пройшло багаторічну перевірку і є високоефективним.

Широке будівництво ГАЕС почалося в другій половині XX ст., коли стали вводитись в експлуатацію теплові та атомні електростанції з великими агрегатами. Вже у 1970 р. потужність ГАЕС склала 16 млн. кВт, у 1985 р. – більш 40 млн. кВт, а у 2000 р. у світі експлуатувалося більше 350 ГАЕС сумарною потужністю біля 125 млн. кВт.

За схемою акумулювання ГАЕС підрозділяються на наступні типи (мал. 4.6):

- ГАЕС простого акумулювання, або «чисті» ГАЕС**,** характерною ознакою яких є практично повна відсутність припливу води у верхню водойму (рис. 4.6, а). Така схема використовується на більшості ГАЕС, наприклад на Київській потужністю 235МВт, Дністровській – 2270МВт (рис. 4.7).

- ГАЕС змішаного типу**,** або ГЕС–ГАЕС, із припливом води у верхню водойму, при спрацюванні якої у турбінному режимі забезпечується додаткове вироблення електроенергії (див. рис. 4.6, б).

- ГАЕС із неповною висотою закачування води у верхню водойму. Такі ГАЕС використовуються при перекиданні стоку з однієї ріки в іншу шляхом накачування води насосною станцією у верхову водойму на вододіл та скидання її через агрегати ГЕС у низову водойму на іншій річці (див. рис. 4.6, в), а також при влаштуванні на річці двох поряд розташованих водоймищ із перекачуванням води агрегатами ГАЕС із верхньої водойми на річці в найвищу водойму, розміщену на більш високих відмітках, і скиданням води через агрегати ГАЕС у нижню водойму на річці.

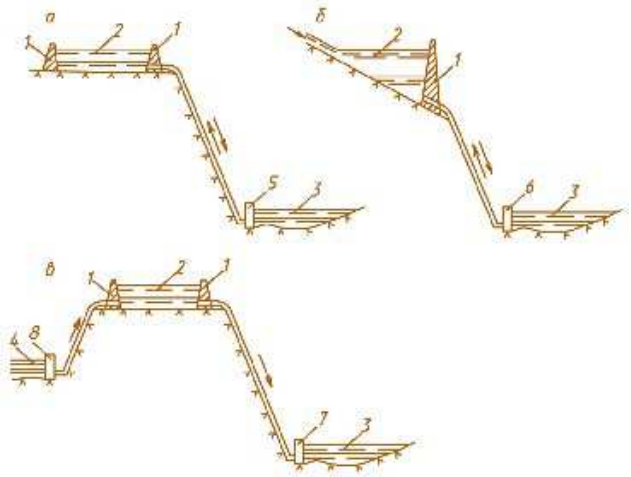


Рис. 4.6 - Принципові схеми ГАЕС: а – простого акумулювання; б – змішаного типу; в – з неповною висотою закачування води; 1 – гребля; 2– верхня водойма; 3 – нижня водойма; 4 – природна водойма; 5 – ГАЕС; 6 – ГЕС–ГАЕС; 7 – ГЕС; 8 – насосна станція

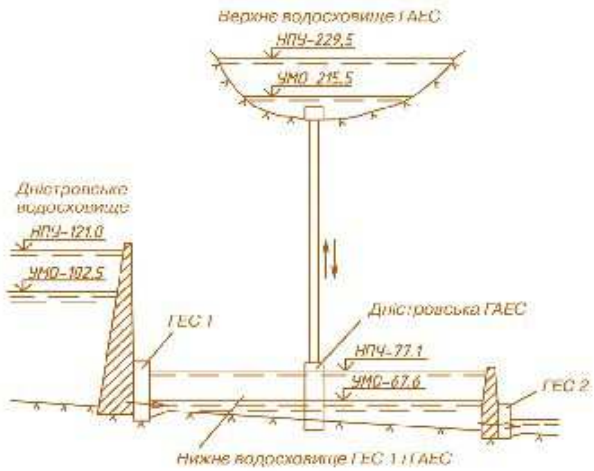


Рис. 4.7 - Схема Дністровської ГАЕС, ГЕС 1 і ГЕС 2

Істотною перевагою ГАЕС простого акумулювання є можливість їх будівництва не тільки на великих річках з використанням уже існуючих водойм як нижньої водойми, але й вдалині від великих річок на невеликих річках, де є сприятливі топографічні умови для створення напору, поблизу від великих ТЕС і АЕС, що дозволяє підвищити надійність роботи в енергосистемі, знизити витрати на спорудження ЛЕП.

За тривалістю циклу акумулювання (періоду спрацювання та наповнення водойм) ГАЕС поділяються на:

- ГАЕС добового акумулювання, які застосовуються найчастіше та характеризуються добовим циклом наповнення та спрацювання водойми. За тривалістю роботи у турбінному режимі їх поділяють на пікові з роботою у турбінному режимі до 5 годин на добу й

напівпікові з роботою від 5 до 15 годин на добу. Пікові та напівпікові ГАЕС у насосному режимі працюють в основному у період нічного провалу в графіку навантажень протягом 6–7 годин на добу.

- ГАЕС тижневого акумулювання характеризуються накачуванням у вихідні дні додаткового обсягу води у верхню водойму (що дозволяє в умовах зниження споживання електроенергії в енергосистемі в ці дні зменшити розвантаження ТЕС), яка використовується в робочі дні у турбінному режимі для покриття пікової частини добових графіків навантаження. При такому режимі роботи потрібне збільшення ємності водойм для розміщення додаткового об'єму води.

- ГАЕС із сезонним циклом акумулювання характеризується тим, що у літній період, коли споживання електроенергії знижується, накачується додатковий об'єм води у верхню водойму й за рахунок цього в осінньо-зимовий період максимуму навантаження в енергосистемі збільшуються потужність і вироблення ГАЕС. Такий режим застосовується вкрай рідко, тому що вимагає великої ємності водойми .

На ГАЕС застосовуються наступні схеми основного гідросилового устаткування:

- чотирьохмашинна схема, при якій є два окремі агрегати – насосний і турбінний, тобто чотири машини (насос, двигун, турбіна та генератор). Така схема дозволяє використовувати переваги роботи насоса та турбіни в найбільш сприятливому режимі (більш високі к.к.д. та ін.), однак вимагає більших додаткових капіталовкладень і застосовується вкрай рідко навіть в умовах високих напорів. Прикладом використання чотирьохмашинної схеми є ГАЕС Райсек–Крайцек (Австрія) з максимальним напором 1772м, де встановлені ковшові турбіни та багатоступінчасті насоси.

- трьохмашинна схема складається з одного агрегату, що включає одну оборотну електромашину (двигун-генератор) і дві гідравлічні машини – насос і турбіну, з однаковим напрямком обертання в турбінному й насосному режимах. Така схема дозволяє досягти високих к.к.д. насоса та турбіни і одержала поширення при високих напорах (більше 300м) із застосуванням ковшових турбін, наприклад ГАЕС Вальдек II (ФРН) потужністю 440МВт із напором у турбінному режимі 320м. Трьохмашинна схема застосована на ГАЕС Россхаг (Австрія) з високонапірними радіально-осьовими турбінами (напір 672м), на ГАЕС Сан-Фіорино (Італія) із чотириступінчастими насосами (напір 1350м).

- двохмашинна схема складається з одного агрегату, що має дві оборотні машини: двигун-генератор і насос-турбіну. Перевагами двохмашинної схеми в порівнянні із трьохмашинною є скорочення загальної довжини агрегату більш ніж на 30%, відповідно зменшення габаритів будинку ГАЕС і загальне зниження капіталовкладень у гідросилове устаткування та будівельну частину. Недоліком об'єднання в одній оборотній гідромашині насоса та турбіни є зниження к.к.д. у зв'язку з розбіжністю зон оптимальних к.к.д. у турбінному та насосному режимах. Крім того, у двохмашинній схемі напрямок обертання в турбінному та насосному режимах протилежний, через що ускладнюється перевід з одного режиму в інший і трохи знижується маневреність. Двохмашинна схема одержала найширше поширення у світі. Така схема застосована на найбільших ГАЕС: Ладингтон (США) потужністю 1872МВт із напором 108м, Бас Каунтрі (США) – 2100МВт із напором 384м, а також на Ташлицькій – 900МВт із напором 83м і Дністровській – 2270МВт із напором 152м. На всіх цих ГАЕС застосовані оборотні радіально-осьові гідромашини.

Робота ГАЕС в енергосистемах. Тільки ГАЕС завдяки властивій їм багатофункціональності, беручи участь у регулюванні потужності, здатні забезпечити підвищення навантажень ТЕС і АЕС у провальній частині добового графіку навантажень, тобто штучно збільшити базову частину графіку навантажень і зменшити його нерівномірність, виконуючи функцію споживача-регулятора; покриття пікової або напівпікової частини графіка навантажень, служити швидкодіючим аварійним і

навантажувальним резервом системи.

Феномен ГАЕС полягає в тому, що її регулююча потужність в енергосистемі відповідає сумі встановлених потужностей у турбінному та насосному режимах, яка становить діапазон потужностей станції, тобто ГАЕС може здійснювати подвійне регулювання.

Режим роботи ГАЕС за наявності замкнутої системи циркуляції води між верхньою і нижньою водоймами практично не залежить від стоку ріки.

ГАЕС виконують функції регулювання в енергосистемі у самому широкому значенні з максимальним використанням їх переваг швидкодії й високої готовності до пуску. Тому вони експлуатуються у різних режимах з багаторазовими пусками й зупинками протягом доби, виконуючи роль маневреної потужності при вході й виході з піків, компенсатора реактивної потужності, засобу заповнення нічних провалів, аварійного й частотного резерву. Так, з урахуванням сучасних вимог для забезпечення стабільної роботи енергосистеми розрахункова кількість пусків на ГАЕС Blenheim Cilboa потужністю 1,04 млн. кВт (США) становить 6000 на рік.

Використання ГАЕС в якості аварійного й частотного резервів енергосистеми стає однією з її найважливіших функцій. У випадку аварії в енергосистемі з великими генеруючими джерелами, лініями електропередач швидке включення ГАЕС у турбінний режим або перемикання ГАЕС із насосного режиму в турбінний компенсують потужності, втрачені енергосистемою, і дозволяють виключити аварійне відключення споживачів. Саме ГАЭС разом з ГЕС значною мірою у важких аварійних ситуаціях дозволяють не допустити «розвалу» енергосистеми.

На ряді ГАЕС у верхніх водоймах додатково резервується аварійний запас води, розрахований на роботу протягом 1,5–3 год.

При роботі ГАЕС у режимі тижневого регулювання у вихідні дні, коли навантаження зменшується і ТЕС і АЕС вимушено знижують потужність, за рахунок роботи ГАЕС у насосному режимі розвантаження ТЕС і АЕС може бути зменшене. Додатковий обсяг води, закачаний ГАЕС у верхню водойму у вихідні дні, використовується в робочі дні для покриття пікової частини графіка навантажень.

Характер режимів роботи ГАЕС змінюється протягом року, виходячи зі зміни добових графіків навантажень енергосистеми в різні сезони року.

Саме висока економічна ефективність, підвищення надійності роботи енергосистем при використанні ГАЕС, у тому числі забезпечення нормативних вимог до якості електроенергії (частота, напруга), недопущення аварійного відключення споживачів, послужили основою для їх широкого будівництва.

В останнє десятиліття в багатьох країнах (США, Канаді, країнах Західної Європи й ін.) відбулася лібералізація ринку електроенергії. При цьому зростає роль ГАЕС у забезпеченні стійкості роботи енергосистем за рахунок резервування потужності, регулювання частоти, напруги. У ряді країн (Японія, Італія) потужність ГАЕС в енергосистемах становить більше 10% установленої потужності всіх електростанцій.

4.5. Гідроелектростанції для малих рік

З початку 20 ст. в Україні були побудовані МГЕС на багатьох малих річках. На кінець 1940-х -першу половину 50-х років чисельність малих гідроелектростанцій в Україні становила понад 950 із загальною встановленою потужністю 300МВт. Однак у зв'язку з розвитком централізованого електропостачання і тенденцією виробництва електроенергії на потужних ТЕС (ТЕЦ), ГЕС та АЕС, будівництво МГЕС в середині 60-х років минулого століття було майже повністю призупинено, а пізніше було припинено зовсім. Більшість існуючих малих ГЕС були згодом демонтовані, сотні з них зруйновані.

Виробництво електроенергії на малих гідроелектростанціях, незважаючи на вищу, порівняно з великими ГЕС, собівартість електроенергії дозволяє економити значні обсяги

паливно-енергетичних ресурсів. Так, наприклад, Явірська ГЕС з досить невеликою встановленою потужністю — близько 450кВт, за рік дозволяє економити 800 тонн вугілля, яке спалила б теплова електростанція такої ж потужності. Крім того малі ГЕС не тільки виробляють електроенергію, вони захищають прилеглі населені пункти від повеней, сприяють їх нормальному водопостачанню, розвитку рибного господарства. До переваг малої гідроенергетики також слід віднести:

- виробництво майже без викидів CO_2;
- виробництво за необхідністю (пікова енергія);
- насосно-турбінний режим: зберігання та відновлення надлишкової енергії на мережі;
- енергія з необхідним регулюванням для забезпечення безпеки об'єднанної енергосистеми з метою здійснення контролю над ріками.

Тому зрозуміло, що мала гідроелектрогенерація набула широкого розвитку у багатьох розвинутих країнах як Європи та і світу — у Швейцарії відсоток виробництва електроенергії на малих ГЕС становить 8,3%, в Іспанії — 2,8%, у Швеції — майже 3%, а в Австрії — 10%. Ще більш вражаючих показників вдалося досягти Китаю, близько 18-20% всієї електроенергії тут виробляють більше 80 тисяч малих ГЕС.

Досвід деяких держав свідчить, що освоєння потенціалу малих річок з використанням малих ГЕС і міні-ГЕС допомагає вирішити проблему поліпшення енергопостачання. Найбільш ефективними є малі ГЕС, які будуються на наявних гідротехнічних спорудах. За даними фірми "Елімс-Чалмерс" (США), питомі капіталовкладення для новоспоруджених ГЕС потужністю 10МВт становлять 1100 - 1400 $/кВт, потужністю до 1МВт - 6800 - 8700 $/кВт. Будівництво малої ГЕС потужністю 1МВт коштує від 0,5 до 2 $ млн. Прибуток від неї становить $300 тис. на рік, а термін окупності капітальних вкладень - 2...6 років. Устаткування для малих ГЕС до сьогодні виробляють численні фірми США, Японії, Швеції, Швейцарії, Франції, Австрії, Великої Британії. Виробництво такого устаткування розпочато і в державах Східної Європи. Стандартизоване устаткування для малих ГЕС виробляється в широкому діапазоні параметрів: потужність - від 2 до 15000 кВт; діаметр робочого колеса турбіни - від 190 до 3000 мм; частота обертання - від 50 до 2000 об./хв.; напір - від 1 до 1000м, витрати води - від 0,01 до 0,75м^3/с. Серйозну увагу приділяють підвищенню економічної ефективності малих ГЕС за рахунок спрощення їх проектування, будівництва та експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації устаткування та повної автоматизації роботи ГЕС.

В Україні нараховується понад 63 тис. малих річок і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95%) - дуже малі (довжина менше ніж 10 км), їхня сумарна довжина - 112 тис. км, тобто середня довжина такого водотоку - 1,9 км. Більшість малих річок довжиною менше ніж 10 км мають площу водозбору від 20,1 до 500 км^2 (87% всієї кількості і 72% всієї довжини малих річок України). Малих річок з площею водозбору від 50,1 до 100 км^2 нараховується 890 (28% всієї кількості), а 797 річок (25%) мають площу водозбору 20,1 - 50 км^2.

В Україні відновлення малої гідроелектрогенерації розпочалось лише на початку нового тисячоліття. Особливо сприяє даній тенденції впровадження в Україні «зеленого тарифу» (станом на поч.. 2015р. 6,2грн/кВт).

Розвиток малої гідроенергетики України передбачає:

- оновлення та реконструкцію наявних і діючих міні-ГЕС;
- будівництво нових міні-ГЕС в районах децентралізованого енергопостачання;
- будівництво міні-ГЕС в регіонах централізованого енергопостачання на наявних перепадах водосховищ та водотоків;
- нове будівництво з концентрацією напору.

Рентабельність генерації і досить швидка окупність проектів (близько 5-7 років) зацікавила приватного інвестора. В Україні сьогодні працюють 150 малих ГЕС. Загальний

обсяг електроенергії, що виробляється ними, не перевищує 800 млн кВт.год. на рік. Гідропотенціал же країни становить 8,3 млрд кВт.год. Тобто використовується лише 10% існуючих можливостей.

Основною гідрологічною характеристикою є середній багаторічний стік, або норма річного стоку. Найбільшою водоносністю відрізняються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейна. При використанні енергетичних ресурсів малих річок велике значення має стан льодоставу на річках взимку. Енергетичний потенціал малих річок України по областях - у табл. 4.2.

Мала енергетика України через її незначну питому вагу (0,6%) в загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення країни. Однак експлуатація малих ГЕС дає можливість виробляти близько 800 млн. кВт*год електроенергії на рік, що еквівалентно щорічній економії до 200 тис. тонн дефіцитного органічного палива. За оцінками Світової енергетичної ради, економія органічного палива за рахунок малої гідроенергетики у загальному виробництві енергії на 2020 рік може складати 69 та 99 млн. т у.п. для відповідно мінімального та максимального варіантів розвитку.

За прийнятою класифікацією до малих форм гідроенергетики належать піко (до 5кВт), мікро- (від 5 до 100кВт), міні- (від 100 до 1000кВт) гідроелектростанції. На даний час в Україні створені проекти на спорудження сучасних автоматизованих малих ГЕС потужністю 0,5...2,0МВт з уніфікованим обладнанням і уніфікованими будівельними конструкціями. Розроблені стаціонарні і транспортабельні (рис. 4.8) мікро-ГЕС, які розраховані на роботу без постійного обслуговуючого персоналу.

Таблиця 4.2. Розподіл загального гідроенергетичного потенціалу малих рік по областях України

Область	Потенціал, млн. кВт*год/рік	Область	Потенціал, млн. кВт*год/рік
Київська	200,0	Миколаївська	156,8
Вінницька	360,0	Одеська	37,5
Волинська	115,2	Полтавська	396,0
Дніпропетровська	101,2	Рівненська	304,0
Донецька	189,0	Сумська	298,0
Житомирська	336,0	Тернопільська	427,2
Закарпатська	4532,0	Харківська	268,0
Запорізька	50,5	Херсонська	2,2
Івано-Франківська	399,0	Хмельницька	303,5
Кіровоградська	170,0	Черкаська	331,0
Луганська	436,0	Чернівецька	883,7
Львівська	1814,0	Чернігівська	178,2
		Усього по Україні	*12289*

Стаціонарні ГЕС можуть працювати як за відсутності, так і наявності мереж централізованого електропостачання. У першому випадку ГЕС є автономною електростанцією, а в другому розрахована на віддачу надлишку електроенергії в енергосистему і фактично є підживленням ГЕС.

У гірських районах слід застосовувати конструкції ГЕС з деривaційною схемою використання водної енергії.

Одним з головних конструктивних елементів деривaційної МГЕС є водовід. З метою ефективного використання енергії водотоку деривaційні водоводи повинні забезпечувати

пропуск необхідної кількості для роботу ГЕС води з якнайменшими втратами. Деріваційні водоводи можуть бути виконані по безнапірній або напірній схемі, які розглянуті раніше.

Для невеликих стаціонарних ГЕС, що встановлені в гірській місцевості, доцільні водоводи комбіновані із стаціонарних безнапірних залізобетонних лотків і напірних сталевих трубопроводів. Безнапірні лотки розміщують залежно від рельєфу місцевості: або на ґрунті, або на опорних конструкціях. Такі конструкції вимагають незначних ґрунтових робіт, які важко здійснювати в скелястій гірській місцевості. Водоводи виготовляють завчасно заводським способом.

Напірна ділянка водоводу (звичайно сталевий трубопровід) встановлюють безпосередньо на спусках перед електростанцією, він служить для створення необхідного тиску безпосередньо на гідроенергоагрегати. Ці ділянки мають порівняно невелику відстань.

Для транспортабельних ГЕС, що використовуються в кочових умовах роботи, водовід застосовують повністю напірний. Його виготовляють з меліоративної тканини, яка забезпечує гнучкість трубопроводу з урахуванням рельєфу місцевості. Такий водовід має високу міцність, а при транспортуванні легко змотується в бухти. Ці властивості забезпечують транспортабельну ГЕС і розміщення їх на новому місці без додаткових капітальних вкладень на споруду трубопроводу.

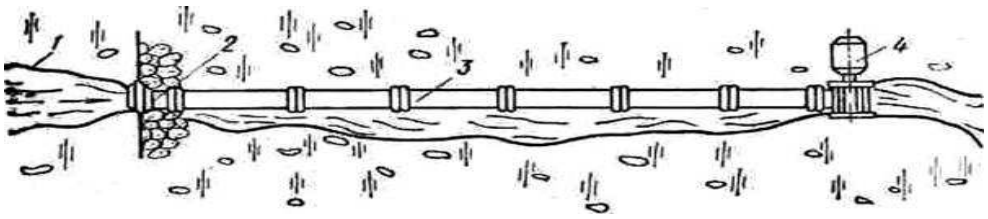


Рис. 4.8 - Схема МГЕС: 1 - річка; 2 – водозабірний прилад;
3 – рукав для напору; 4 – енергоблок.

Регулювання параметрів електричного струму

Як вже наголошувалося, експлуатація малих ГЕС здійснюється без спеціального обслуговуючого персоналу. Тому всі процеси по регулюванню потужності, напруги і частоти електричного струму автоматизують, а ручне управління зводиться, наприклад до закриття засувки або натиснення кнопки.

Основні параметри малих ГЕС, що підлягають регулюванню при змінах навантаження споживачів - напруга і частота електричного струму. Спосіб регулювання параметрів залежить від типу генератора ГЕС і умов його роботи. На малих ГЕС в основному застосовують асинхронні генератори. Вони працюють спільно з енергосистемою і автономно.

При паралельній роботі малої ГЕС з енергосистемою відпадає необхідність в регулюючій апаратурі за частотою і напругою для асинхронного генератора. Ці параметри автоматично регулюються електричним струмом енергосистеми.

У автономних ГЕС процес регулювання частоти струму і напруги дещо складніший, оскільки вони залежать як від швидкості обертання ротора, так і від активного навантаження, при зміні якого змінюється реактивна потужність і резонанс коливального контуру. Щоб не було потрібне їх регулювання, стабілізують загальне навантаження генератора. Для цього до електричної мережі підключають корисне баластне навантаження, загальна величина яких постійна. При збільшенні корисного навантаження відповідно зменшується частка баластної потужності. Баластне навантаження може бути використане для різних виробничих цілей, наприклад акумуляція теплоти, що використовується надалі для опалювання і гарячого водопостачання.

Однак слід зазначити, що вартість електроенергії, виробленої на міні-ГЕС, майже в 10 разів вища, ніж вироблена на гідротурбінах великої потужності, і становить від 0,046 $/кВт*год і більше. Чиста технологія вироблення електроенергії є основою зниження викидів CO_2 та інших техногенних сполук. Слід зазначити, що негативний вплив на довкілля, характерний для великих ГЕС (порушення теплового, гідравлічного та кліматичного стану місцевості), не характерний для міні-ГЕС, які використовують природні водяні напори без необхідності будівництва масштабних гідротехнічних споруд.

Отже, підсумовуючи вище сказане, можна відмітити такі переваги ГЕС:

1) технологічний процес і виробництва електроенергії значно простіший;

2) більший ККД;

3) нижча собівартість електроенергії. На великих гідроелектростанціях вона у п'ять раз менша, ніж на теплових. Це пояснюється відсутністю затрат на паливо і зменшенням кількості обслуговуючого персоналу в зв'язку з відсутністю котельні;

4) для МГЕС не потрібно РУ ВН.

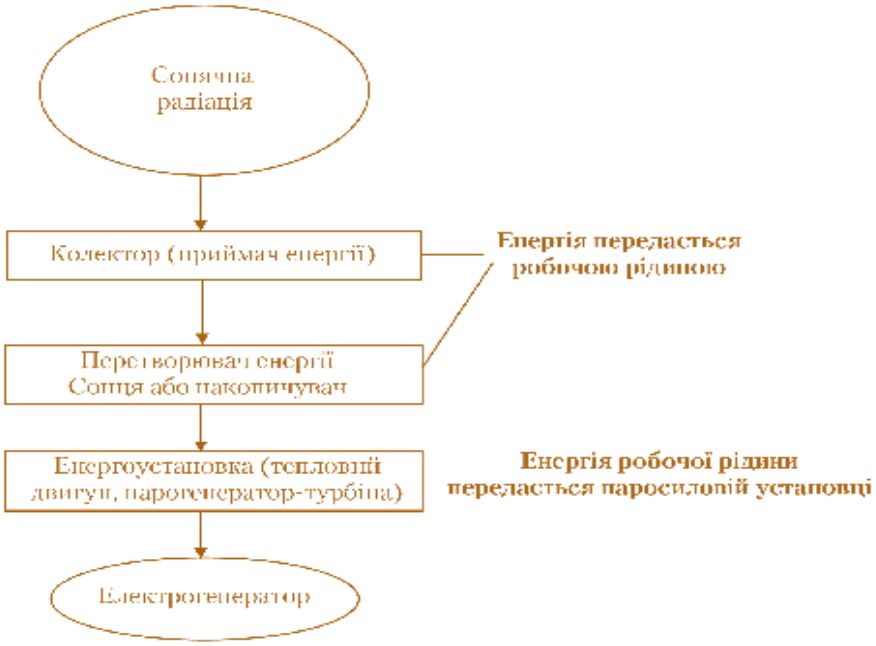
Основним недоліком гідроелектростанцій є велика вартість і значні строки спорудження.

5. АЛЬТЕРНАТИВНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

5.1. Сонячні електростанції (СЕС)

Сонячна енергія може бути перетворена в електричну двома основними шляхами: термодинамічним і фотоелектричним.

При термодинамічному методі електричну енергію за рахунок використання сонячної енергії можна отримати використанням традиційних схем в теплових установках, в яких теплота від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного випромінювання. Принципова схема отримання електричної енергії в сонячній теплоелектростанції наведена на рис. 5.1.



Існують сонячні тепло-електростанції трьох типів:

- баштового типу з центральним приймачем-паро-генератором, на поверхні якого концентрується сонячне випро-мінювання від плоских дзеркал-геліостатів;
- параболічного (лотково-го) типу, де в фокусі параболо-циліндричних концентраторів розміщуються вакуумні прий-мачі-труби з теплоносієм;
- тарілкового типу.

Рис. 5.1 - Принципова блок-схема сонячної теплоелектростанці

Станції баштового типу складаються з п’яти основних елементів: оптичної системи, автоматичної системи управління дзеркалами і станцією в цілому, парогенератора, башти і системи перетворення енергії, яка включає теплообмінники, акумулятори енергії і турбогенератори.

Принципова схема сонячної електростанції баштового типу показана на рис. 5.2.

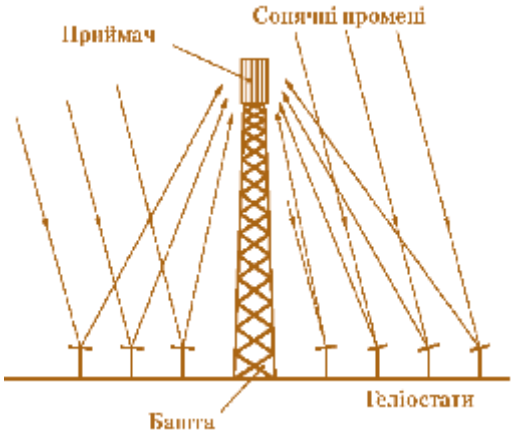


Рисунок 5.2 - Схема електростанції баштового типу

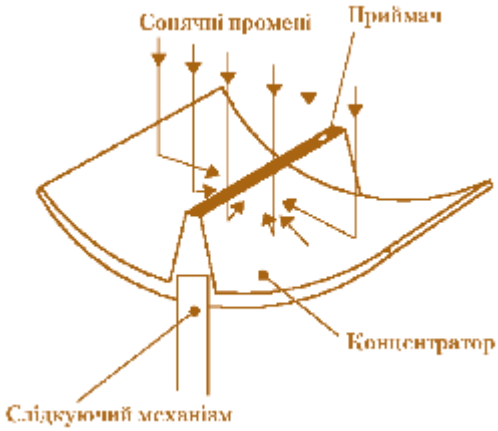


Рисунок 5.3 - Схема сонячної електростанції параболічного типу

Оскільки у такій електростанції використовується пряме сонячне випромінювання, концентруючі геліостати повинні мати систему слідкування за Сонцем, при цьому кожний з геліостатів орієнтується в просторі індивідуально.

Температура, яку можна отримати на вершині башти з допомогою дзеркальних концентраторів, складає 300–1500°С. В одному модулі можна отримати потужність, яка не перевищує 200 МВт, що пов’язано зі зниженням ефективності перенесення енергії від найбільш віддалених концентраторів на вершину башти.

Світова практика експлуатації станцій баштового типу довела їх технічну можливість і працездатність. Основним недоліком таких установок є значна площа, яку вони займають. Так, для розміщення баштової електростанції потужністю 100 МВт необхідна площа 200 га.

У сонячних електростанціях параболічного типу (рис. 5.3) використовуються параболічні дзеркала (лотки), що концентрують сонячну енергію на приймальних трубках, які розташовані в фокусі конструкції і вміщують в собі рідинний теплоносій. Ця рідина нагрівається приблизно до 400°С і прокачується через ряд теплообмінників, при цьому виробляється перегріта пара, яка приводить в дію звичайний турбогенератор для вироблення електричної енергії.

Станції параболічного типу використовуються все ширше завдяки більш простій системі слідкування за Сонцем і меншій металоємності. Питома вартість станцій параболічного типу близька до питомої вартості АЕС.

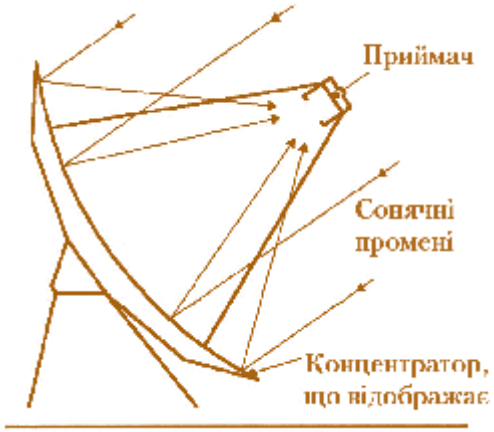


Рисунок 5.4 - Схема сонячної установки тарілкового типу.

В установках тарілкового типу (рис. 5.4) використовуються параболічні тарілкові дзеркала (схожі за формою на супутникову тарілку), які фіксують сонячну енергію на приймачі, розташованому в фокусі кожної тарілки. Рідина в приймачі нагрівається до 1000°С і її енергія використовується для вироблення електричної енергії в генераторі. Установки мають систему слідкування за Сонцем. Внаслідок ефекту аберації при відхіленні від ідеальної форми та інших конструктивних факторів максимальний діаметр тарілок не перевищує 20м при потужності до 60–75 кВт.

Питома вартість сонячної електростанції тарілкового типу є меншою, ніж електростанцій баштового і параболічного типів.

Сонячні електростанції найбільш ефективні в районах з високим рівнем сонячної радіації і малою хмарністю. Їх к.к.д. може досягати 20%, а потужність 100 МВт.

Сонячна фотоенергетика являє собою пряме перетворення сонячної радіації в електричну енергію. Принцип дії фотоелектричного перетворювача базується на використанні внутрішнього фотоефекту в напівпровідниках і ефекту ділення фотогенерированих носіїв зарядів (електронів і дірок) електронно-дірочним переходом або потенційним бар’єром типу метал–діелектрик–напівпровідник.

Фотоефект має місце, коли фотон (світловий промінь) падає на елемент з двох матеріалів з різним типом електричної провідності (дірочної або електронної). Потрапивши в такий матеріал, фотон вибиває електрон з його середовища, утворюючи вільний негативний заряд і «дірку». У результаті рівновага так званого *p*-*n*-переходу порушується і в колі виникає електричний струм.

Чутливість фотоелемента залежить від довжини хвилі падаючого світла і прозорості верхнього шару елемента. В ясну погоду кремнієві елементи виробляють електричний

струм приблизно силою 25мА при напрузі 0,5В на 1см^2 площі елемента, тобто 12–13 мВт/см^2. Теоретична ефективність кремнієвих елементів складає біля 28%, практична – від 14 до 20%.

При послідовно-паралельних з'єднаннях сонячні елементи утворюють сонячну (фотоелектричну) батарею. Потужність сонячних батарей, що серійно випускаються промисловістю, складає 50–200Вт. На сонячних фотоелектричних станціях сонячні батареї використовуються для створення фотоелектричних генераторів.

На рис. 5.6 зображено структурну схему сонячної фотоелектричної станції. Термін служби такої станції становить 20–30 років, а експлуатаційні витрати мінімальні.

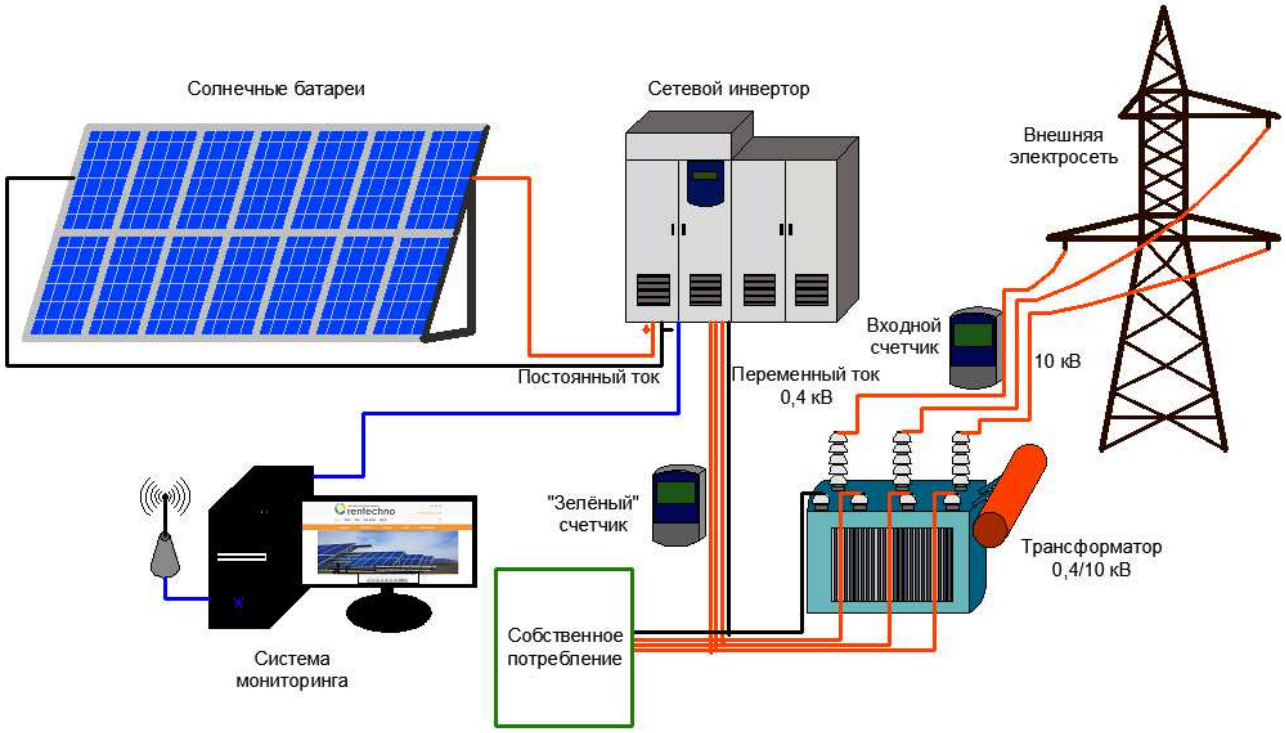


Рисунок 5.5 – Структурна схема типової сонячної фотоелектричної станції

Типова мережева фотоелектрична система складається з наступних елементів:

- Сонячні батареї - служать для перетворення сонячного випромінювання, що надходить на їх поверхню, в постійний струм.
- Мережеві інвертори, їх функціональне призначення - перетворення постійного струму (DC), що надходить від сонячних батарей, в змінний струм з промислової частотою.
- Система моніторингу та управління СЕС - призначена для контролю параметрів роботи, а також справності всіх компонентів ФЕС.
- Лічильники - забезпечують моніторинг продуктивності СЕС, а також обліку кількості електроенергії, яка реалізується в зовнішню загальну мережу за зеленим тарифом.
- Несучі ферми (металеві опорні конструкції) - служать для монтажу сонячних панелей (батарей) на земній поверхні, фасадах будинків, дахах і т.д. Крім статичних конструкцій, можуть використовуватися рухомі поворотні сонячні трекери для встановлення сонячних батарей
- Провідні лінії електропередач (ЛЕП) - забезпечує з'єднання СЕС із загальною (централізованої) мережею.
- Власні одержувачі електроенергії - використовують вироблену СЕС електроенергію прилади побутового або промислового призначення.

Недоліком плоских фотоелементів для отримання електричної енергії є їх висока вартість (до 1 дол. США/кВт) і значні площі, необхідні для розміщення фотоелектростанції.

Одним із шляхів удосконалення фотоенергетики є створення концентруючих фотоелементів. Система концентрації сонячної енергії складається безпосередньо з концентраторів і системи слідкування за положенням Сонця, бо концентруючі фотоелементи сприймають тільки пряме сонячне випромінювання.

Сьогодні для створення концентруючих сонячних елементів використовують кремній. Так, на основі кремнію в Австралії створені елементи зі степенем концентрації k = 11 і к.к.д. 20%.

Для підвищення ефективності фотоелектричного перетворення сонячної енергії в якості вихідного матеріалу використовують арсенід галію, фотоелектричні втрати якого при високих температурах значно нижчі, ніж у кремнію.

На основі арсеніду галію створено дво і трикаскадні елементи з високою ефективністю роботи при ступені концентрації 1000 і більше. Вже створено лабораторні зразки сонячних елементів площею 0,5 $см^2$ з k = 500 і к.к.д. 40%.

Прогнози спеціалістів в галузі фотоелектричного перетворення сонячного випромінювання показують, що найбільш перспективними будуть концентратори з k = 1000, які працюють з багатокаскадними арсенідгалієвими сонячними елементами нового покоління.

Суттєвим недоліком існуючих сонячних енергетичних установок є нерівномірність їх роботи, що пов’язано зі зміною потоку сонячного випромінювання, який досягає поверхні Землі, викликаного погодними умовами, зміною пори року і часом доби.

Модульний тип фотоелектричних перетворювачів дозволяє створювати установки будь-якої потужності й робить їх дуже перспективними.

Важливо відзначити, що енергетична стратегія України до 2030 року передбачає зниження імпорту первинних енергоресурсів у паливно-енергетичному балансі країни більш ніж на 40%. Цього передбачається досягти за рахунок енергозбереження, зменшення споживання природного газу більш ніж на 30% і використання поновлюваних джерел енергії.

5.2. Вітрові електростанції (ВЕС)

Вітрова електростанція (ВЕС), *також:* вітроелектростанція — електростанція, яка за допомогою вітрової турбіни перетворює механічну енергію вітру на електричну. Вітрові електростанції — це система відновлюваної енергетики, оскільки вітер — відновлюване джерело енергії.

Вітер утворюється в результаті нерівномірного нагрівання поверхні Землі Сонцем. Потужність вітрового потоку пропорційна площі, яку пересікає вітровий потік, і швидкості вітру в кубі. Вітроенергетичні ресурси класифікують в залежності від середньорічної швидкості або середньо-річної питомої потужності вітру на висотах 10 і 50м від поверхні землі (табл. 5.1).

Споруджуються ВЕС переважно постійного струму. Вітряне колесо приводить у рух динамо-машину — генератор електричного струму, який одночасно заряджає паралельно з'єднані акумулятори.

Принцип дії всіх вітроустановок один: під напором вітру обертається вітроколесо з лопастями, яке передає крутильний момент через систему передач валу генератора, що виробляє електроенергію. Реальний к.к.д. кращих вітрових колес досягає 45% у разі стійкої роботи при оптимальній швидкості вітру.

Існують дві принципово різні конструкції вітроенергетичних установок (ВЕУ): з горизонтальною і вертикальною віссю обертання.

Таблиця 5.1 - Класифікація вітроенергетичних ресурсів на висотах 10 і 50 м від поверхні землі

Клас	Висота 10 м	Висота 50 м	Висота 10 м	Висота 50 м
	Швидкість вітру, м/с	Питома потужність, Вт/м^2	Швидкість вітру, м/с	Питома потужність, Вт/м^2
1	0–4,4	0–100	0–5,6	0–200
2	4,4–5,1	100–150	5,6–6,4	200–300
3	5,1–5,6	150–200	6,4–7,0	300–400
4	5,6–6,0	200–250	7,0–7,5	400–500
5	6,0–6,4	250–300	7,5–8,0	500–600
6	6,4–7,0	300–400	8,0–8,8	600–800
7	7,0–9,0	400–1000	8,8–11,9	800–1200

Конструктивна схема ВЕУ з горизонтальною віссю наведена на рис. 5.6. Основними елементами установки є вітроприймальний пристрій (лопасті), редуктор передачі крутильного моменту до електрогенератора, електрогенератор і башта. Вітроприймальний пристрій разом з редуктором утворюють вітродвигун. Завдяки спеціальній конструкції лопастей в повітряному потоці виникають несиметричні сили, які створюють крутильний момент.

Оскільки вітер може змінювати свою силу і напрям, вітрові установки обладнуються спеціальними пристроями контролю і безпеки. Ці пристрої складаються з механізмів розвороту вісі обертання за вітром (віндроза), нахилу лопатей відносно землі при критичній швидкості вітру, системи автоматичного контролю потужності та аварійного відключення для установок великої потужності.

Найчастіше на ВЕС використовується трилопатеве вітроколесо з горизонтальним розташуванням вісі ротора. Удосконалення відбуваються шляхом збільшення розмірів лопатей, покращення техніко-економічних показників енергетичного обладнання і електронного управління, використання композитних матеріалів і застосування більш високих башт. Деякі ВЕУ функціонують зі змінною швидкістю або взагалі не використовують редуктор і працюють за методом прямого приводу. Так, при потужності ВЕУ 2,5МВт діаметр лопастей вітроколеса досягає 80м, а висота башти більше 80м.

ВЕУ з вертикальною віссю обертання мають переваги перед установками з горизонтальною віссю, які полягають у тому, що зникає необхідність у пристроях орієнтації на вітер, спрощується конструкція і знижуються гіроскопічні навантаження, обумовлені додатковим напруженням в лопастях, системі передачі та інших елементах установки, з’являється можливість встановлення редуктора з генератором в основі башти. Конструктивна схема ВЕУ з вертикальною віссю обертання наведена на рис. 5.6.

На сьогодні розроблена і використовується значна кількість схем перетворення енергії вітру в електричну енергію постійного чи змінного струму або для виконання механічної роботи.

Основними недоліками ВЕС є:

• Непостійне і нерівномірне вироблення електроенергії як протягом доби, так і за сезонами року, що пов’язано з наявністю вітру і його швидкістю.

• Використання значних площ земельних ресурсів. Так, для ВЕС потужністю 1000 МВт треба загальна площа 70–200 км^2, хоча більша частина цих земель може бути використаною в сільському господарстві та ін. (сама ВЕС займає 1% загальної площі). При використанні ВЕС морського базування цей недолік зникає. Обмеження шумового впливу ВЕС досягається їх віддаленістю від населених пунктів (для ВЕС до 300м).

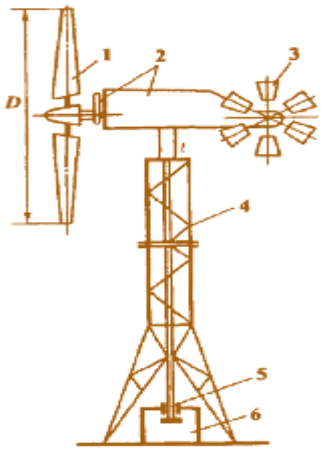


Рисунок 5.6 - Конструктивна схема ВЕУ з горизонтальною віссю обертання:
1 – робоча лопать; 2 – трансмісія; 3 – віндроза; 4 – башта; 5 – вал відбору потужності; 6 – електрогенератор.

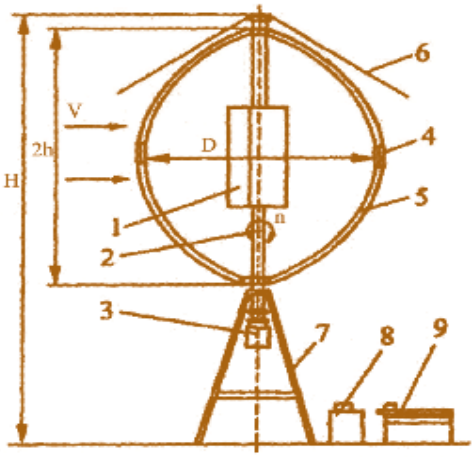


Рисунок 5.7 - Конструктивна схема ВЕУ з вертикальною віссю обертання:
1 – стартер (ротор Савоніуса); 2 – вісь; 3 – електрогенератор; 4 – гальмівний пристрій; 5 – робоча лопать; 6 – розтяжка; 7 – рама; 8 – перетворювач напруги; 9 – акумулятор; V – швидкість вітру; H – висота вітроустановки; h – половина висоти робочої лопаті; n – швидкість обертання робочої лопаті; D – діаметр розгортки лопатей.

У залежності від потужності генератора вітроустановки підрозділяються на класи, їх параметри і призначення наведені в табл. 5.2.

Таблиця 5.2 - Класифікація вітроустановок

Клас установки	Потужність, МВт	Діаметр колеса, м	Кількість лопатей	Призначення
Малої потужності	До 0,1	3 – 10	3 – 2	Зарядка акумуляторів, насоси, побутові потреби
Середньої потужності	Більше 0,1 до 1,0	25 – 44	3 – 2	Енергетика
Великої потужності	Більше 1,0	>45	3 – 2	Енергетика

Вітроустановки найбільш доцільно застосувати в регіонах України із середньою швидкістю вітру 5 м/с: на Азовсько-Чорноморському узбережжі, в Одеській, Херсонській, Запорізькій, Донецькій, Луганській, Миколаївській областях, АР Крим та в районі Карпат.

Існуючі на сьогоднішній день в Україні потужності вітрових електростанцій перевищують 51 МВт, а з моменту, коли запрацювала перша вітчизняна вітрова електростанція, вироблено більше 80 млн. кВт·год. електроенергії (Донузлавська, Вітроенергопром, Акташська, Чорноморська, Аджигільська, Трускавецька, Асканійська, Мирненська). За оцінками фахівців, загальна потенційна потужність української вітроенергетики складає 5000 МВт. Підраховано, що за нинішнього рівня розвитку вітроенергетики спорудження у «вітряних» регіонах України вітрових електростанцій (ВЕС) дозволило б покрити ледве не третину потреби електроенергії, яку ми споживаємо. Із технічної точки зору вітрова електроенергетика на сьогодні вже впритул наблизилася до традиційної: на сучасних вітрових турбінах коефіцієнт використання встановленої потужності сягає 42%. Це майже стільки, як на турбінах поширених нині теплових електростанцій.

5.3. Хвильові електростанції (ХЕС)

У теперішній час знаходять практичне використання установки з використання енергії хвиль в морях і океанах, сумарна потужність яких за різними методиками оцінюється в більше ніж 100 млрд. кВт.

За середньою висотою хвиль у Світовому океані 2,5 м і періоді 8 с питомий потік енергії, який припадає на 1 м фронту хвилі, складає 75 кВт/м. Питомий потік енергії вітрових хвиль, наприклад, в морях (кВт/м): Азовське – 3, Чорне – 6–8, а сумарна потужність хвиль, набігаючих на узбережжя, складає (млн. кВт): на Чорному морі – 14,7.

До позитивних факторів хвильової енергії відносяться значний сумарний потенціал, збільшення потужності в осінньо-зимовий період, коли зростає споживання електроенергії, а до недоліків – її переривчатість.

У різних країнах експлуатується велика кількість навігаційних буїв, які використовують енергію хвиль.

Хвильові гідроенергетичні установки складаються з трьох основних частин – робочого тіла (або водоприймача), силового перетворювача з генератором енергії і системи кріплення.

Робоче тіло (тверде, рідинне або газоподібне), безпосередньо контактуючи з водою, переміщується під дією хвиль або змінює тим чи іншим шляхом умови їх розповсюдження. Як робоче тіло можуть використовуватися поплавки, водоприймальні камери, еластичні труби, хвильовідбійні споруди тощо.

Силовий перетворювач призначений для перетворення енергії, яка запасається робочим тілом (механічної енергії руху твердого тіла, перепаду рівнів води в басейнах, тиску повітря або рідини), в енергію, придатну для передачі на відстань або для безпосереднього використання. Як силові перетворювачі можуть використовуватися гідравлічні або повітряні турбіни, водяні колеса, зубчаті або ланцюгові передачі та інші пристрої.

Однією з найбільш ефективних вважається пневматична хвильова електростанція (рис. 5.8). Основною частиною такої установки є камера, нижня відкрита частина якої занурена під найнижчий рівень води (ложбина хвилі). При підніманні й опусканні рівня води в морі в камері відбувається циклічне стискання і розширення повітря, рух якого через систему клапанів приводить до обертання повітряної турбіни. Така система широко використовується в світі для живлення електроенергією навігаційних буїв.

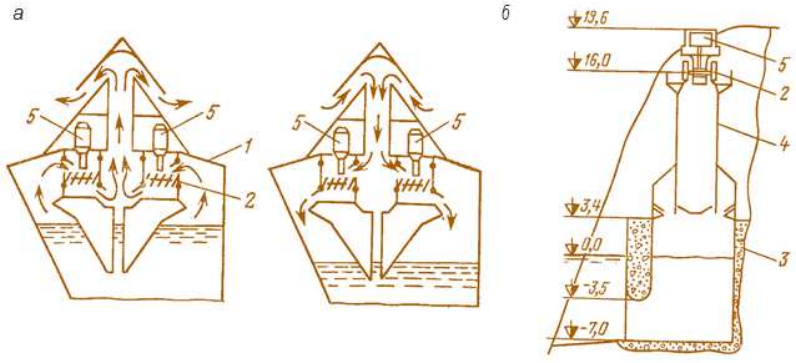


Рисунок 5.8 - Схема пневматичної хвильової електростанції: а – схема руху повітряного потоку; б – схема хвильової електростанції; 1 – корпус; 2 – повітряна турбіна; 3 – повітряна камера; 4 – сталева башта; 5 – генератор

Одна з перших в світі хвильових електростанцій потужністю біля 500 кВт у Норвегії також являє собою пневматичну хвильову установку, основною частиною якої є камера з нижньою відкритою частиною, зануреною під найнижчий рівень поверхні води.

Друга з двох перших в світі хвильових електростанції потужністю 450 кВт в Норвегії, яка використовує ефект набігання хвилі на пологу звужувальну поверхню (конфузорний

схил), включає розташований у фіорді звужувальний канал довжиною 147м з турбінним водоприймачем, розташованим на 3 м вище середнього рівня моря. Установки такого типу, розташовані на березі, мають переваги перед іншими типами хвильових установок, виключаючи складності, пов'язані з їх обслуговуванням і ремонтом.

5.4. Геотермальні електростанції (ГеоТЕС)

Вираз «геотермальна енергетика» буквально означає, що це енергія тепла Землі («гео» – земля, «термальна» – теплова). Основним джерелом цієї енергії слугує постійний потік теплоти з розжарених надр, направлений до поверхні Землі. Земна кора отримує теплоту в результаті тертя ядра, радіоактивного розпаду елементів (подібно торію і урану), хімічних реакцій. Постійні часу цих процесів настільки великі відносно часу існування Землі, що неможливо оцінити, збільшується чи зменшується її температура.

Розрізняють п'ять основних типів геотермальної енергії:

• нормальне поверхневе тепло Землі на глибині від декількох десятків до сотень метрів;

• гідротермальні системи, тобто резервуари гарячої або теплої води, в більшості випадків самовиливної;

• парогідротермальні системи – родовища пари і самовиливної пароводяної суміші;

• петрогеотермальні зони або теплота сухих гірничих порід;

• магма (нагріті до 1300°С розплавлені гірничі породи).

Придатність термальних вод для тієї або іншої сфери використання ілюструється табл. 5.3.

Таблиця 5.3 - Сфера використання термальних вод

Температура термальної води, °С	Сфера використання
120–170	«Мала» електроенергетика з використанням робочих речовин типу фреону, аміаку та ін.
170–220	«Середня» електроенергетика з прямим використанням пароводяної суміші
Більше 220	«Велика» електроенергетика на природній сухій парі

Геотермальні електростанції (геоТЕС) мають мають ряд особливостей:

• постійний залишок енергоресурсів, що забезпечує використання повної встановленої потужності обладнання геоТЕС;

• достатньо простий рівень автоматизації;

• наслідки можливих аварій обмежують;

• питомі капіталовкладення і собівартість електричної енергії в основному можуть бути нижчими, ніж на електростанціях, які використовують інші відновлювальні джерела енергії.

ГеоТЕС можна розділити на три основні типи:

• станції, які працюють на родовищах сухої пари;

• станції з пароутворювачем, які працюють на родовищах гарячої води під тиском;

• станції з бінарним циклом, в яких геотермальна теплота передається вторинній рідині (наприклад фреону або ізобутану) і відбувається класичний цикл Ренкіна.

Найбільший ефект має місце при комбінованих схемах використання геотермальних джерел як теплоносія для підігрівання води і вироблення електроенергії на теплових електростанціях, що забезпечує значну економію органічного палива і збільшує к.к.д. перетворення низькопотенційної енергії. Такі комбіновані схеми дозволяють використовувати для вироблення електроенергії теплоносії з початковими температурами

вище 70–80°С.

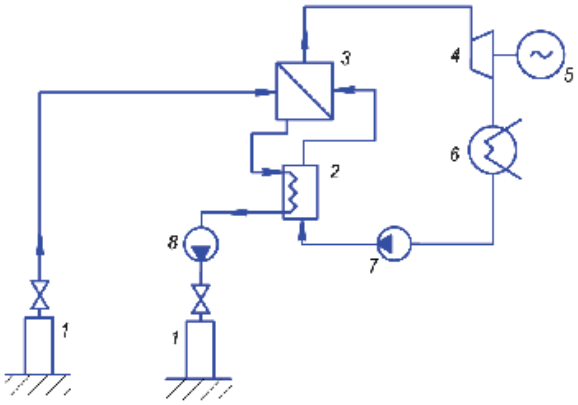


Рисунок 5.9 - Принципова схема двоконтурної геоТЕС:
1 – свердловина; 2 – теплообмінник;
3 – парогенератор; 4 – турбіна;
5 – електрогенератор;
6 – конденсатор з повітряним охолодженням;
7 – конденсатна живильна помпа;
8 – нагнітальна помпа .

За різними прогнозами потужність геотермальних станцій до 2030 р. зросте до 40–70 млн. кВт.

В Україні існують значні ресурси геотермальної енергії. Родовища геотермальних вод, придатних до промислового освоєння в Україні, розташовані в Закарпатській, Миколаївській, Одеській, Херсонській областях і в АР Крим. Найперспективнішими для використання геотермальних ресурсів є Карпатський регіон і Крим. Менш значимий потенціал геотермальних вод існує в Полтавській, Харківській, Сумській і Чернігівській областях. Річний технічний потенціал геотермальної енергії оцінюється як еквівалентний 12 млн. т у. п., що забезпечує перспективність розвитку геотермальної енергетики в країні.

Мінімальна – технологічно прийнятна для виробництва електроенергії при існуючих технічних можливостях – температура гірських порід становить 150°С. Така температура гірських порід у межах України зафіксована на глибинах 3-10 км (у Донбасі – 4-6 км). Відповідно до проведеної оцінки геологічні ресурси геотермальної енергії найперспективніших в Україні площ в інтервалі глибин 3-10 км складають близько 15 трлн. т у.п. до 7 км – 3 трлн. т у.п.

Першу геотермальну систему в Україні збудовано у 1988 р. на території с. Іллінки Сакського району Криму. В Україні введено дев’ять геотермальних установок загальною потужністю 10,6 МВт. Звичайно, в сукупному енергетичному балансі геотермальна енергія не може відігравати значної ролі. Але для районів зі сприятливими умовами геотермальні станції можуть задовольнити місцеві потреби в електроенергії. Вони доцільні в технологічних процесах харчової та місцевої переробної промисловості, при виробництві будівельних матеріалів тощо.

Загалом в Україні геотермальна електроенергетика може розвиватися за такими напрямами:

1. Середні ГеоЕС одиничною потужністю 10—20 МВт на базі родовищ з температурою понад 120 °С.
2. Малі ГеоТЕС одиничною потужністю 0,05—5 МВт з температурою 90—120 °С.
3. Комбіновані електростанції з використанням геотермальної енергії та органічних палив (вугілля, газ, торф, біомаса).
4. Комбіновані енерготехнічні вузли для виробництва електрики, тепла та отримання цінних продуктів з геотермальних вод.

6. ГРАФІКИ НАВАНТАЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

6.1. Основні положення про графіки електричного навантаження

Електричне навантаження окремих споживачів, їх кількість в енергосистемі безперервно змінюється. Отже, безперервно змінюється навантаження електростанцій. Цей факт прийнято відображати графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності (струму) електроустановки в часі.

За видом фіксованого параметра розрізняють графіки активної P, реактивної Q, повної S потужностей. Як правило, ці графіки відображають зміни цього параметра за певний період часу. За цією ознакою їх поділяють на:

- добові,
- сезонні,
- річні.

По елементу енергосистеми, до якого вони належать, графіки ділять на групи:

- графіки навантажень споживачів, які визначають на шинах підстанцій;
- мережеві графіки навантажень - на шинах районних і вузлових підстанцій;
- графіки навантаження електростанцій;
- графіки навантаження енергосистеми, що характеризують результуючу навантаження енергосистеми.

Графіки навантаження використовують для аналізу електроустановок, для проектування системи електропостачання, для складання прогнозів електроспоживання, планування ремонтів, а також для ведення нормального режиму роботи.

6.1.1. Добові графіки вузлових та районних підстанцій

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних навантажень обслуговуваного району. Потужність електричних станцій повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат енергії, пов’язаних з її передаванням з місця вироблення до місця перетворювання, а також витрати на власні потреби станції.

Зміна навантаження протягом зимової та літньої доби задається у вигляді таблиці або у вигляді графіка підприємств конкретного виду промисловості.

Типовий графік навантаження будується за результатами досліджень аналогічних діючих споживачів і приводиться в довідковій літературі.

Для зручності аналізу результатів графік виконується ступінчастим. Найбільше навантаження за добу приймається за 100%, а інші щаблі графіка показують відносне значення навантаження для даного часу доби (рис. 6.1).

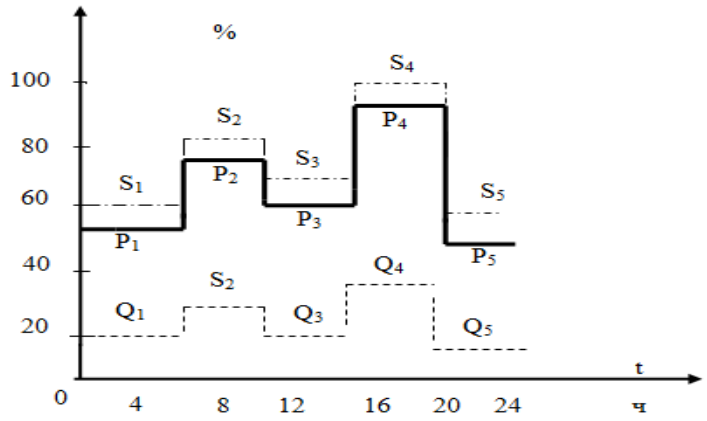


Рисунок 6.1 - Добові графіки вузлових і районних підстанцій

За відомого P_{max} можна перевести типовий графік в графік навантаження даного споживача.

$$P_{ст} = \frac{n\%}{100\%} \cdot P_{max}, \quad (6.1)$$

де: n - ордината відповідної ступені типового графіка.

Зазвичай для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу в різні дні тижня і в різний час року.

Це типові графіки зимових та літніх діб робочих днів, графік вихідного дня. Основним зазвичай є добовий графік зимового робочого дня. Його максимальне навантаження $_{м}P_{max}$ приймається за 100%, а координати всіх інших графіків задаються у відсотках саме цього значення.

Крім графіків активного навантаження використовують графіки реактивного навантаження. Типові графіки реактивного споживання також мають ординати ступенів, абсолютного максимуму.

Крім графіків активного навантаження використовують графіки реактивного навантаження. Типові графіки реактивного споживання також мають ординати ступенів, абсолютного максимуму.

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\varphi_{max}, \quad (6.2)$$

де: $tg\varphi_{max}$ - визначається по значенню $\cos\varphi_{max}$, яке має бути задане як вихідний параметр для даного споживача. Добовий графік повної потужності можна отримати, використовуючи відомі графіки активного і реактивного навантажень.

Значення потужності (повної) по ступеням:

$$S_i = \sqrt{P^2_i + Q^2_i}. \quad (6.3)$$

Добові графіки вузлових та районних підстанцій навантаження визначаються з урахуванням втрат активної та реактивної потужності в лініях і трансформаторах при розподілі електроенергії. Втрати потужності від протікання струму в лініях і обмотках трансформаторів є змінними величинами, залежними від навантаження. Постійна частина втрат потужності визначається втратами холостого ходу трансформаторів.

Таким чином, втрати, які враховуються при побудові графіка навантаження, ділять на постійні та змінні.

Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району $P_{p\,max}$ та системи $P_{c\,max}$. Побудова графіків в іменованих одиницях здійснюється за формулами:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p\,max}}{100}; \quad P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c\,max}}{100}, \quad (6.4)$$

де $P_{p\,max}$, $P_{c\,max}$ – максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

P'_{pt}, P'_{ct} - навантаження відповідно місцевого району та системи, %.

Передача електроенергії пов’язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1, що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2, що пропорційні квадрату струму навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

а) в мережах місцевого району

$$\Delta P_1' = (0{,}01 \div 0{,}015);\ \Delta P_2' = (0{,}06 \div 0{,}08); \tag{6.5}$$

б) в мережах системи

$$\Delta P_1'' = (0{,}02 : 0{,}03);\ \Delta P_2'' = (0{,}14 : 0{,}16). \tag{6.6}$$

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P_1' \cdot P_{p.max};\quad \Delta P_{1c} = \Delta P_1'' \cdot P_{c.max} \tag{6.7}$$

і залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-який час доби

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P_2' \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p\,max}};\quad \Delta P_{2ct} = \Delta P_2'' \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c\,max}}. \tag{6.8}$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt};$$
$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \tag{6.9}$$

6.1.2 Добові графіки навантаження електростанцій

Якщо підсумувати графіки навантаження споживачів і втрати електроенергії в електричних мережах в цілому по енергосистемі, отримаємо результуючий графік навантаження електростанцій енергосистеми.

Графік навантаження генераторів енергосистеми отримують з графіка потужності, що відпускається з шин станцій, враховуючи додаткові витрати на власні потреби. При значних коливаннях навантаження електростанцій необхідно враховувати змінний характер споживання власних потреб.

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{вид.t} = P_{р.вид.t} + P_{с.вид.t}. \tag{6.10}$$

Залежно від величини $P_{вид.t}$ наближено визначаються витрати електроенергії на власні потреби (ВП) станції

$$P_{ВП.t} = \left(0{,}4 + 0{,}6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}}\right) \cdot \frac{P_{ВП}' \cdot P_{вид.max}}{100}, \tag{6.11}$$

де $P_{вст}$ – встановлена потужність станції; $P_{ВП}'$ – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, % (таблиця 1.2);

$P_{вид.max}$ – максимальна потужність, що видається з шин станції.

Таблиця 6.1 – Максимальне навантаження власних потреб

Тип електростанції		$P_{ВП}'$, %	$K_п$
ТЕЦ	Пиловугільна	8 - 14	0,8
	Газомазутна	5 - 7	0,8
КЕС	Пиловугільна	6 - 8	0,85 - 0,9
	Газомазутна	3 - 5	0,85 - 0,9
АЕС	З газовим теплоносієм	5 - 14	0,8
	З водяним теплоносієм	5 - 8	0,8
ГЕС	Малої та середньої потужності (до 200 МВт)	2 - 3	0,7
	Великої потужності (понад 200 МВт)	0,5 - 1	0,8

Коефіцієнти 0,4 і 0,6 наближено характеризують відповідну частку постійної і змінної частини витрат на власні потреби

Потужність, яка виробляється електростанцією:

$$P_{вирt} = P_{видt} + P_{ВПt}. \quad (6.12)$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби та річний графік за тривалістю навантаження.

За даними розрахунку будують добові графіки навантаження для зими та літа $(P_{р.видt}, P_{с.видt}, P_{вирt})$ і річний графік за тривалістю $P_{вир.р}$, беручи тривалість зимового періоду 183, літнього – 182 дні.

Примітки:

1. Тривалість зимового періоду: $t_з$ = 183 доби.
2. Тривалість літнього періоду: $t_л$ = 182 доби.
3. Тривалість багатоводного сезону для ГЕС: $t_{БВ}$ = 100 діб.
4. Тривалість маловодного сезону для ГЕС: $t_{МВ}$ = 100 діб.

Слід відмітити, що навантаження між окремими електростанціями розподіляється таким чином, щоб забезпечити максимальну економічність роботи в цілому по енергосистемі. Виходячи з цього, диспетчерська служба енергосистеми задає електростанціям добові графіки навантаження. Однак на графіки навантаження електростанцій справляють істотний вплив і фізичні принципи вироблення електроенергії на електростанції. Проблема участі АЕС у регулюванні навантаження виникла у зв'язку з непристосованістю теплових електростанцій до роботи в умовах глибокого розвантаження енергоблоків з надкритичними параметрами.

Діючі в даний час АЕС можуть легко брати участь у регулюванні навантаження. Однак, для них слід враховувати, що більші, ніж на ТЕС, капітальні витрати на створення АЕС, мала паливна складова собівартості електроенергії роблять економічно доцільним використання їх у режимі «базового» навантаження.

В останні роки були успішно проведені роботи по:

• пристосуванню енергоблоків ТЕС надкритичних параметрів до несення змінних навантажень;

• реконструкції ряду ТЕС для їх роботи в піковому й напівпіковому режимах;

• спорудження в окремих енергосистемах гідроакумулюючих електростанцій.

З урахуванням цих обставин на графіку (6.2) показані рекомендації покриття графіка електричних навантажень. У якості регулюючих електричних станцій, що покривають пікову область змінної частини графіка (3), можуть використовуватися газотурбінні установки та гідроакумулюючі станції, ГЕС. У напівпіковій області змінних навантажень працюють теплові та гідроелектростанції (2).

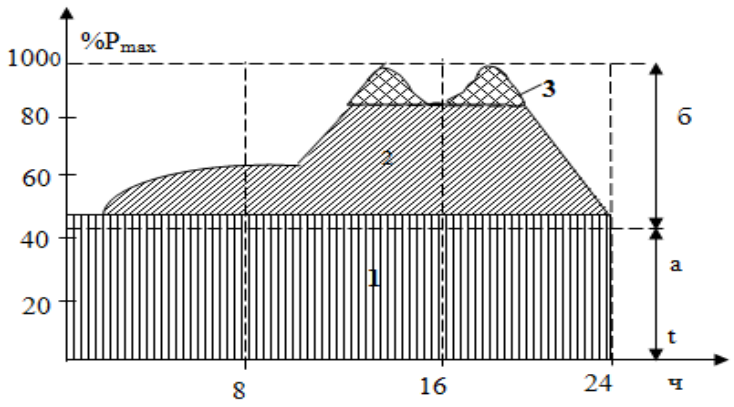


Рисунок 6.2 - Добовий графік навантаження електроенергетичної системи.

У базовій (1) працюють АЕС. Прикладом найбільш правильного використання АЕС в енергосистемі може служити споруджений Південно-Український енергетичний комплекс загальною потужністю 6 млн. кВт. До його складу повинні входити ПУАЕС - 4 млн. кВт, Ташликська ГЕС потужністю 1.8 млн. кВт і Костянтинівська ГАЕС потужністю 0.38 млн. кВт. При цьому повністю буде забезпечена робота ПУАЕС в базовому режимі. Аналогічним чином побудований комплекс, що включає Запорізьку АЕС (ЗАЕС - Зах ГРЕС - ДніпроГЕС).

Виходячи з резервування в системі та регулювання її навантаження, вважається, що одинична потужність реакторного блоку не повинна бути більше 10% потужності енергосистеми, в яку він включений. Така вимога до потужності енергоблоку необхідна з таких міркувань: включення і відключення енергоблоку АЕС повинно відносно слабо впливати на роботу всієї енергосистеми.

6.2. Аналіз графіків електричного навантаження

Типовий добовий графік електричного навантаження (ДГН), що відображає добові ритми життя суспільства і характерний для багатьох енергосистем (графіки різних енергосистем відрізняються не стільки формою, скільки рівнем навантаження). На такому графіку виділяють три тимчасові зони: зону мінімального навантаження (нічні години, або нічний провал) з потужністю не більше Рмін, зону середнього, або напівпікового навантаження з потужністю Рпк, такою, що Рмін < Рпк < Рмакс, і зону максимального, або пікового навантаження з потужністю не більш Рмакс. Напівпікова зона характеризується одноразовим протягом доби значним зростанням навантаження у ранкові години і її глибоким спадом у кінці доби, а пікова - поруч відносно невеликих підйомів (до рівня максимального навантаження) і спадів (до рівня напівпікової зони) навантаження в денні години доби. У ній зазвичай присутні один або два максимуми споживання електроенергії: ранковий і вечірній.

Перший пов'язаний найчастіше з ранковою зміною роботи промислових підприємств, а другий являє собою поєднання споживання вечірньої зміни підприємств зі споживанням електроенергії в житловому секторі та сфері побутового обслуговування населення. Тому другий пік нерідко перевищує за своєю величиною перший.

У загальному випадку ДГН енергосистеми має провали, підйоми, спади і піки, що чергуються між собою і які визначають в цілому його нерівномірний (нерівний) характер.

Для розрахунку графіків навантаження використовують такі параметри:

1) коефіцієнт нерівномірності a = Рмін / Рмакс;
2) коефіцієнт заповнення b = Рср / Рмакс;
3) максимальний діапазон регулювання навантаження DPмакс = Рмакс - Рмін = DPп + DPпп;
4) напівпіковий діапазон регулювання навантаження DPпп = Рпк - Рмін;
5) піковий діапазон регулювання навантаження DPп = Рмакс - Рпк.

7. ОСНОВНЕ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ. РЕЖИМИ РОБОТИ ОСНОВНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Основним обладнанням електростанцій і підстанцій є генератори, трансформатори і синхронні компенсатори. Для виробництва електроенергії на сучасних електростанціях застосовують СГ трифазного змінного струму. Розрізняють турбогенератори (первинний двигун – парова чи газова турбіна) та гідрогенератори (первинний двигун – гідротурбіна).

Силові трансформатори, встановлені на електростанціях та підстанціях призначені для перетворення електроенергії з однієї напруги на іншу. Є однофазні та трифазні трансформатори. Дво- і три обмоткові, а також двообмоткові з розщепленими обмотками і автотрансформатори.

Найбільшого розповсюдження отримали трифазні трансформатори, так як втрати в них на 12-15% нижчі, а витрати активних матеріалів і вартість на 20-25% нижча, ніж в групі 3-х однофазних трансформаторів такої ж сумарної потужності.

Синхронний компенсатор в залежності від струму збудження може видавати реактивну потужність в мережу, чи споживати її з мережі; він являє собою синхронну машину, що працює в режимі двигуна без навантаження на валу.

Електричні машини та трансформатори, що встановленні на електростанціях і підстанціях, лінії ЕМ потребують управління та захисту від пошкоджень та ненормальних режимів. Для цієї мети і застосовують чисельні електричні апарати первинних (силових) кіл, а також апарати управління та контролю, що відносяться до вторинних кіл.

Апарати можуть класифікуватись за номінальною напругою і за родом встановлення – для внутрішньої та зовнішньої установки.

Апарати первинних кіл можуть бути поділенні за своїм призначенням на 4 групи:

а) комутаційні апарати – вимикачі силові, вимикачі навантаження, роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі, контактори, пускачі і т.д.;

б) захисні апарати – плавкі запобіжники, розрядники;

в) вимірювальні трансформатори струму та напруги;

г) струмообмежуючі реактори, заземляючі реактори та резистори.

Апарати управління та контролю мають призначення: дистанційного управління, комутаційними апаратами – неавтоматичного та автоматичного; сигналізації положення комутаційних апаратів та інших видів сигналізації; дистанційного вимірювання електричних і неелектричних величин. Крім того, застосовують системи телеуправління, телесигналізації і телевимірювань.

Особливе місце займають апарати релейного захисту та системної автоматики, які забезпечують автоматичне відключення пошкоджених елементів обладнання і ліній, їх АПВ, АРЗ генераторів, автоматичне регулювання частоти системи і т.п.

Апарати управління, контролю сигналізації, РЗ і автоматики утворюють вторинні кола, які електрично не зв’язані з основними (первинними) колами. Вони живляться від малопотужних генераторів, які є незалежних від основних кіл енергосистеми (акумулятори, трансформатори власних потреб).

Сукупність апаратів первинних і вторинних кіл однієї ступені напруги, що відповідним чином з’єднані, включаючи допоміжні пристрої, називається розподільним пристроєм (РП).

РП може бути подане у вигляді електричної схеми.

Електрична схема – це графічне зображення порядку електричних з’єднань елементів обладнання за допомогою умовних символів у відповідності з дійсною схемою, при цьому відповідність схеми в просторовому розташуванні обладнання необов’язкова.

Вимикачі призначені для ввімкнення, вимкнення і повторного ввімкнення електричних кіл. Вони обладнанні електромагнітними, пневматичними, пружинними та

іншими приводами для автоматичного та неавтоматичного управління. Крім вимикачів, що встановлюються на лініях є вимикачі, що встановлюються між секціями збірних шин.

Роз'єднувачі мають основне призначення ізолювати на час ремонту з метою безпеки електричні машини, трансформатори, лінії, апарати та інші елементи системи від суміжних частин, що знаходяться під напругою. Роз'єднувачі здатні розмикати електричне коло тільки при відсутності в ньому струму, або при дуже малому струмові. Є лінійні та шинні роз'єднувачі. Можуть виготовлятись в комплекті із заземлюючими ножами.

Струмообмежуючі реактори являють собою індуктивні опори, призначені для обмеження струму КЗ. В залежності від місця включення розрізняють реактори лінійні та секційні.

Вимірювальні трансформатори струму необхідні в кожному колі для живлення струмових обмоток вимірювальних приладів і релейного захисту.

Вимірювальні трансформатори напруги необхідні для живлення напругових обмоток вимірювальних приладів і реле. ТН приєднуються до збірних шин, а також до кіл генераторів, трансформаторів ліній та інших.

Вимоги до апаратів первинних кіл :

- стійка ізоляція;
- в робочих режимах апарати повинні проводити відповідні робочі струми досить тривалий час і при цьому не перегріватись;
- стійкість до дії струмів КЗ;
- надійність;
- простота та економічність.

Таблиця 7.1 - Заводи-виробники встановлюють для апаратів ряд номінальних параметрів

Номінальні напруги, кВ	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
Максимальні робочі напруги, кВ	3,5	6,3	11,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787

Тривалий режим роботи електричного пристрою – це режим, що триває не менше ніж необхідно для досягнення усталеної температури його частин при незмінній температурі охолоджуючого середовища.

Нормальний режим – це такий режим роботи електротехнічного пристрою, при якому значення його параметрів не виходять за межі, допустимі при заданих умовах експлуатації. В цьому режимі роботи обладнання слід приймати найбільший струм нормального режиму.

Ремонтний режим - це режим планових профілактичних і капітальних ремонтів. В такому режимі знаходиться тільки частина елементів електроустановки, тому решта елементів втримує підвищене навантаження. При виборі апаратів і струмоведучих частин необхідно враховувати це підвищення навантаження до Ірем. мах.

Післяаварійний режим роботи – це режим в якому частина елементів електроустановки вийшла з ладу чи виведена в ремонт внаслідок аварійного відключення. При цьому режимі можливе перевантаження решти елементів струмом Іпав мах.

8. СИНХРОННІ ГЕНЕРАТОРИ ТА КОМПЕНСАТОРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

8.1 Синхронні генератори

На сучасних електростанціях використовуються трифазні синхронні генератори змінного струму частотою 50Гц, які призначені для перетворення механічної енергії первинного двигуна в електричну енергію. Для роботи вони з'єднуються безпосередньо з первинними двигунами електростанцій: паровими, газовими та гідравлічними турбінами. У першому випадку їх називають турбогенераторами, а у другому – гідрогенераторами.

Турбогенератори мають найкращі ТЕП у випадку високої частоти обертання турбін. Парові та газові турбіни випускають на великі частоти обертання. На теплових електростанціях, де спалюють звичайне паливо, частота обертання агрегатів становить, як правило, 3000 об/хв. , на АЕС – 1500 – 3000 об/хв.

Між швидкістю обертання ротора СГ і частотою струму в мережі існує зв'язок: $n = 60 f / p$, де p - кількість пар полюсів. СГ на ТЕС мають два полюси (p =1).

Ротор турбогенератора має горизонтальне розміщення і виготовляється масивним із суцільної стальної поковки. Для роторів турбогенераторів великої потужності використовують хромонікелеву або хромонікелевомолібденову сталь. За умовами механічної міцності діаметр ротора при швидкості обертання 3000 об/хв. не перевищує 1,2-1,25м. Активна довжина ротора для забезпечення необхідної механічної жорсткості не повинна перевищувати 6,5м. На рис. 8.1 наведений загальний вигляд, а на рис. 8.2 – поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора.

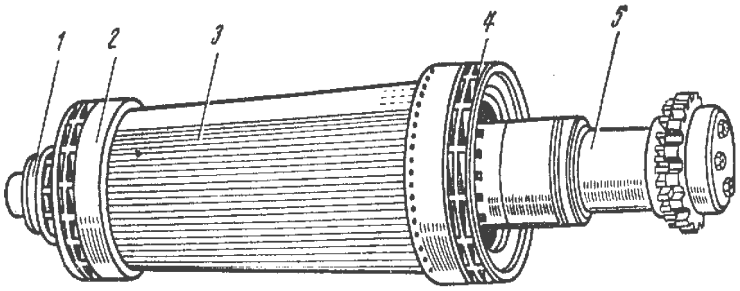


Рисунок 8.1 - Загальний вигляд ротора турбогенератора:
1-контактні кільця; 2-кільцеві бандажі; 3-ротор; 4-вентилятор; 5-вал

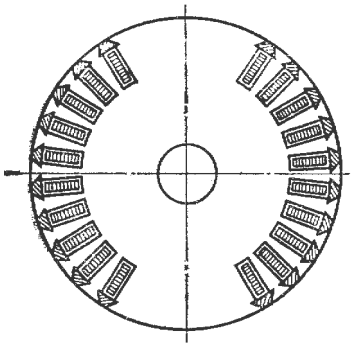


Рисунок 8.2 - Поперечний переріз двополюсного ротора турбогенератора

Статор ТГ складається з корпуса та осердя. Корпус виготовляється зварним, закритим з торців з ущільненнями в місцях дотику з іншими частинами. Осердя статора набирається з ізольованих листків електротехнічної сталі товщиною 0,5 мм. Листи набирають пакетами, між якими залишають вентиляційні канали.

На зовнішній поверхні ротора фрезерують пази прямокутної форми. В пазах ротора знаходиться обмотка збудження. Обмотка в пазах закріплюється за допомогою легких дюралюмінієвих дротів. Лобова частина обмотки захищена від зміщення бандажем . З обох сторін ротора на його валу встановлюються вентилятори, що забезпечують циркуляцію охолоджуючого газу в машині. В осьовому напрямку по всій довжині ротора висвердлюють центральний отвір, який служить для дослідження матеріалу в центральній частині поковки та для розвантаження поковки від небезпечних внутрішніх напружень.

В машинах з великим діаметром ротора осердям служить обід, що збирається на шпицях , котрі закріплюються на втулці ротора. Полюси, як і обід, роблять набірними із стальних листів і монтують на ободі ротора за допомогою Т подібних виступів, на полюсах

окрім ОЗ розташована демпферна обмотка, яку набирають з мідних стержнів, що закладаються в пази на полюсних наконечниках і замикаються з торців ротора кільцями. Ця обмотка призначена для заспокоєння коливань ротора, котрі виникають при всякому збурені, що пов'язане з різкою зміною навантаження генератора.

Відповідно до стандарту введена стандартна шкала номінальних потужностей турбогенераторів: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200МВт.

Гідравлічні турбіни мають відносно малу частоту обертання. Гідрогенератори ГЕС належать до тихохідних машин і виконуються з явно полюсними роторами і переважно з вертикальним розташуванням вала. На ГЕС частота обертання агрегатів становить, як правило від 50 до 750 об/хв. Діаметри роторів потужних ГГ досягають 14-16 м, а діаметри статорів 20-22 м.

Найбільшого розповсюдження набули вертикальні гідрогенератори підвісного типу, вертикальні гідрогенератори парасольного типу та горизонтальні гідрогенератори капсульного типу.

У вертикальних гідрогенераторах підвісного типу (рис. 8.3,а) підп'ятник розміщений над ротором у верхній частині агрегату на верхній хрестовині і весь агрегат ''підвішений'' до цієї хрестовини та до підп'ятника. У гідрогенераторах парасольного типу підп'ятник розміщений на нижній хрестовині (рис. 8.3,б) або на кришці турбіни і генератор у вигляді ''парасолі'' знаходиться над підп'ятником.

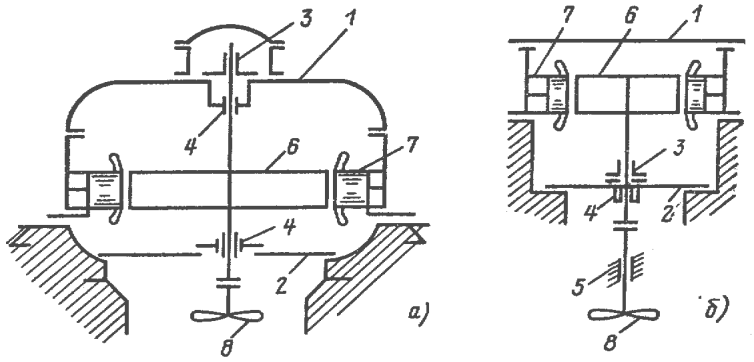


Рисунок 8.3 - Підвісні (а) і парасольного типу (б) виконання гідрогенератора: 1,2-верхня та нижня хрестовини; 3-підп'ятник; 4-направляючі підшипники; 5-направляючий підшипник турбіни; 6-ротор; 7-статор; 8-турбіна

Гідрогенератори капсульного типу – малогабаритні герметичні генератори, що працюють безпосередньо у потоці води (рис. 8.4). Їх використовують на низьконапірних руслових або припливних гідроелектростанціях.

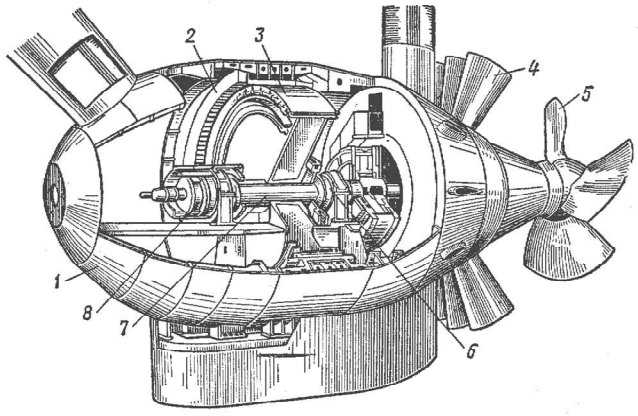


Рисунок 8.4 - Генератор капсульного типу: 1-капсула; 2, 3-статор і ротор; 4-направляючий апарат турбіни; 5- турбіна; 6, 8-підшипники; 7-вал

Статор ГГ має принципово таку ж конструкцію як і статор ТГ, але на відміну від останнього виконується роз'ємним. Він поділяється по колу на 6 рівних частин, що полегшує його транспортування та монтаж.

Останнім часом застосовують капсульні ГГ з явнополюсним ротором.

Також можуть застосовуватись дизель-генератори. Дизель як поршнева машина має нерівномірний крутний момент тому ДГ оснащений маховиком і його ротор виконується з підвищеним маховим моментом.

Номінальні параметри генераторів: номінальна напруга $U_н$ (лінійна напруга статорної обмотки), номінальний струм статора $I_н$ (струм, протягом якого генератор може працювати тривалий час за номінальних параметрів охолодження), номінальна повна потужність (потужність, тривалу роботу якої для генератора визначено заводом-виробником: $S_н = \sqrt{3} U_н I_н$), номінальна активна потужність (потужність, за якої він призначений для роботи у комплекті з турбіною: $P_н = \sqrt{3} U_н I_н \cos\varphi$), номінальний струм ротора $I_{нр}$ (максимальний струм збудження генератора, за якого генератор віддає у мережу номінальну потужність у разі відхилення напруги статора на ±5% від номінального значення і номінального коефіцієнта потужності); номінальний коефіцієнт потужності $\cos\varphi$ (для генераторів до 125МВА $\cos\varphi = 0{,}8$, для турбогенераторів до 588МВА і гідрогенераторів до 360МВА $\cos\varphi = 0{,}85$, для потужніших генераторів $\cos\varphi = 0{,}9$), номінальний ККД (визначається для кожного генератора за відношенням номінального навантаження до номінального коефіцієнта потужності і становить 96,6 - 98,75%).

Крім основних параметрів СГ вказується також тип генератора, кількість фаз, схема з'єднання обмоток статора, напруга збудження, класи ізоляції обмоток статора і ротора, тиск охолоджуючого середовища.

8.2 Синхронні компенсатори

Синхронним компенсатором називається ненавантажений синхронний двигун, який виробляє (у режимі перезбудження), або споживає (у режимі недозбудження) реактивну потужність. В результаті покращується коефіцієнт потужності мережі, зменшуються падіння напруги і втрати в ній, а також підвищується коефіцієнт потужності генераторів, що працюють на електростанціях.

У зв'язку з цим компенсатори, як і призначені для цих же цілей батареї конденсаторів, що встановлюються на споживчих підстанціях, називають також генераторами реактивної потужності. Проте в періоди спаду споживчих навантажень (наприклад, вночі) нерідко виникає необхідність роботи синхронних компенсаторів також у недозбудженому режимі, коли вони споживають з мережі індуктивний струм і реактивну потужність, оскільки в цих випадках напруга мережі прагне зрости і для підтримки її на нормальному рівні необхідно завантажити мережу індуктивними струмами, що викликають у ній додаткові падіння напруги. Для цього кожен синхронний компенсатор забезпечується автоматичним регулятором збудження або напруги, який регулює величину його струму так, що напруга на затискачах компенсатора залишається постійною.

Синхронні компенсатори виконуються з явнополюсним ротором і конструктивно аналогічні гідрогенераторам, але вал розміщується горизонтально.

Для здійснення асинхронного пуску всі синхронні компенсатори забезпечуються пусковими обмотками в полюсних наконечниках або їх полюси робляться масивними. При цьому використовується спосіб прямого, або реакторного пуску. У деяких випадках потужні компенсатори запускаються в хід також за допомогою пускових фазних асинхронних двигунів, що встановлюються з ними на одному валу. Для синхронізації з мережею при цьому зазвичай використовується метод самосинхронізації.

Так як синхронні компенсатори не розвивають активної потужності, то питання про статичну стійкість роботи для них втрачає актуальність. Тому вони виготовляються з меншим повітряним зазором, ніж генератори та двигуни. Зменшення зазору дозволяє полегшити обмотку збудження і здешевити машину.

Номінальна повна потужність синхронного компенсатора відповідає його роботі з перезбудженням. На електростанціях України встановлюються СК потужністю 10-320МВА і частотою обертання 750 і 1000об/хв..

У ряді випадків у маловодні періоди для роботи в режимі компенсаторів використовуються також генератори гідроелектростанцій.

8.3 Системи охолодження генераторів

Для синхронних машин граничної потужності, якими є гідро- і турбогенератори, важливою проблемою є їх охолодження. Використання інтенсивних способів охолодження дало можливість виготовити турбогенератори потужністю 800-1200МВт, які практично мають такі ж габаритні розміри, як і турбогенератори потужністю 100 МВт, що виготовлялися 60 років тому.

У турбогенераторах потужністю до 25МВт використовують замкнену систему вентиляції з використанням повітря як охолоджувального середовища. Для машин більших потужностей повітря замінюють воднем з надлишковим тиском до $5 \cdot 10^5$ Па. Порівняно з повітрям водень має кращу теплопровідність і в 14 разів меншу густину. Завдяки цьому покращується охолодження машини та зменшуються втрати на вентиляцію.

Водень (повітря) обтікає зовнішню поверхню котушок обмоток і сердечника. Нагрітий газ надходить у теплообмінник, звідки після охолодження повертається в машину. Таку систему охолодження називають замкненою системою побічного охолодження.

Для машин понад 200 МВт замкнена система з побічним водневим охолодженням є недостатньою. Тому використовують безпосереднє охолодження обмоток. Обмотки у даному випадку виготовляють з порожнистих провідників, всередині яких циркулює водень, вода чи трансформаторне масло (рис. 8.5).

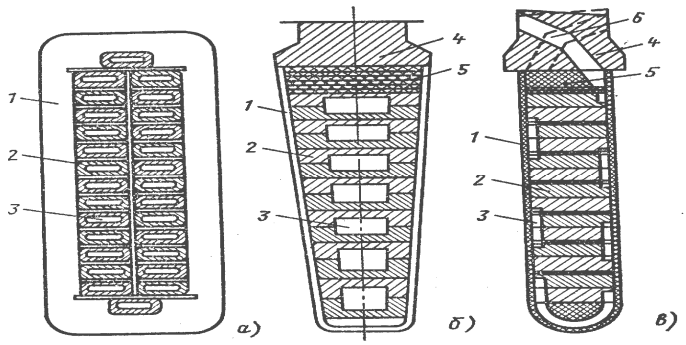


Рисунок 8.5 - Виконання внутрішніх каналів в обмотці статора (а) і ротора (б, в) турбогенераторів з безпосереднім охолодженням:
1-пазова ізоляція; 2-провідники; 3-канали для проходження охолоджуючої речовини; 4-клин; 5-ізоляційні прокладки; 6-канал для забору (викиду) охолоджуючого газу

При безпосередньому водневому охолодженні витки обмотки збудження мають канали (рис. 8.5, б, в), а клини виступають над бочкою ротора та мають отвори, через які водень надходить з повітряного проміжку в канали обмотки і потім попадає у повітряний проміжок. Виткову ізоляцію виготовляють зі склотканини. На дно паза вкладають склотекстолітову прокладку з каналами для проходження газу. Під клином розміщена прокладка з каналами, через які газ входить і виходить з пазової частини (рис. 8.5, б).

Обмотка статора (рис. 8.5, а) має внутрішнє водяне охолодження. Стержні обмотки мають канали, в які надходить дистильована вода через головки, що розміщені в лобових частинах обмотки. Подачу води у струмопровідні частини здійснюють помпами, а відведення теплоти від нагрітої води – теплообмінними апаратами. Вода проходить вакуумну обробку та очищення у спеціальних апаратах. Передбачено контроль за температурою, витратою, електричною провідністю і тиском води. Система водяного охолодження також замкнена.

Умовні позначення системи охолодження, які використовуються в серії вітчизняних турбогенераторів

Назва серії	Розшифрування	Система охолодження		
		обмотка статора	сердечник статора	обмотка ротора
Т2-2,5-2	Т-турбогенератор; 2- друга серія; 2,5 – потужність, МВт; 2- полюсний	Непряме воднем	Безпосереднє повітряне	Непряме повітряне
ТВ2-30-2	В- водневе охолодження	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Непряме воднем
ТВФ-63-2ЕУЗ	Ф – форсоване охолодж. Е – єдина серія	Непряме воднем	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем
ТВВ-160-2ЕУЗ	ВВ – воднево-водяне охолодження	Безпосереднє водою	Безпосереднє воднем	Безпосереднє воднем

8.3. Системи збудження синхронних машин

Джерелом постійної напруги для обмотки збудження є спеціальні системи збудження, перед якими ставлять ряд вимог:

- надійне та стійке регулювання струму збудження при всіх режимах роботи синхронної машини;
- достатня швидкодія при форсованому збудженні (швидкого збільшення напруги збудження від номінального значення до граничного, що дорівнює не менше подвійного номінального значення);
- швидке гашення магнітного поля, тобто зменшення струму збудження машини до нуля без перенапруг на її обмотках, необхідність якого виникає при аваріях у генераторі.

У синхронних генераторах використовують переважно дві системи збудження.

Електромашинне системне збудження з генератором постійного струму (рис. 8.6).

У цій системі збудником є генератор постійного струму. Потужність збудника дорівнює 0,3-3% від потужності синхронного генератора.

Струм збудження синхронної машини досить великий та складає декілька сотень і навіть тисяч ампер. Тому його регулюють за допомогою реостатів, що встановлені в колі збудження збудника. Збудження збудника здійснюють за схемою самозбудження (рис. 8.6) або незалежним збудженням від спеціального генератора постійного струму, що називається підзбудником (рис. 8.7).

Підзбудник працює з самозбудженням, і опір резистора $R_{Ш2}$ у процесі роботи генератора не змінюється.

Для гашення магнітного поля використовують автомат гашення поля (АГП), який складається із контакторів $К_1$ і $К_2$ та резистора $R_Р$. Гашення поля проводять в такій послідовності. При ввімкненому контакторі $К_1$ вмикають контактор $К_2$, що замикає

обмотку збудження на резистор $R_P \approx 5R_З$, де $R_З$ – опір обмотки збудження. Потім відбувається розмикання контакту $К_1$ і струм збудження генератора затухає зі сталою часу $\tau = L_З / (R_З + R_P)$, де $L_З$ - індуктивність обмотки збудження.

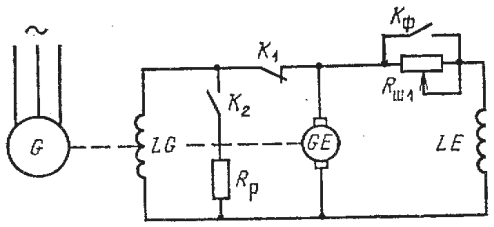


Рисунок 8.6 - Електромашинна система збудження:
LG – обмотка збудження синхронного генератора; LE - обмотка збудження збудника GE; $R_{Ш\,1}$ – регульований опір

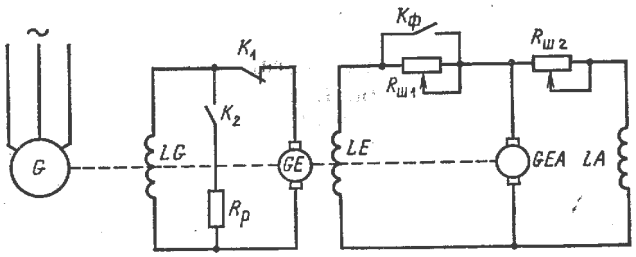


Рисунок 8.7 - Електромашинна система збудження з підзбудником:
LG- обмотка збудження синхронного генератора; LE – обмотка збудження збудника GE; LA – обмотка збудження підзбудника GEA

Струм збудження можна було б понизити до нуля вмиканням тільки одного контакту $К_2$ без резистора R_P. Але практично миттєвий розрив кола збудження недопустимий, оскільки через велику індуктивність обмотки збудження в ній індукувалася б велика ЕРС самоіндукції, яка перевищувала б у декілька разів номінальну напругу. При цьому можливе пошкодження ізоляції обмотки збудження та руйнування контактів внаслідок електричної дуги.

У потужних синхронних машинах відбувається затухання струму збудження при наявності резистора R_P зі сталою часу $\tau \approx 1$с.

Форсоване збудження у схемах, наведених на рис. 8.6 і рис. 8.7 відбувається шунтуванням резисторів $R_{Ш1}$ та $R_{Ш2}$, що ввімкнені у коло збудження збудника.

Вентильні системи збудження виготовляють на великі потужності. Вони є більш надійними, ніж електромашинні. Розрізняють три різновиди вентильних систем збудження: з самозбудженням, незалежним і безщітковим.

У системі з самозбудженням (рис. 8.8) енергія для збудження синхронної машини надходить від обмотки якоря основного генератора, а потім перетворюється статичним перетворювачем ПП в енергію постійного струму, яка подається в обмотку збудження.

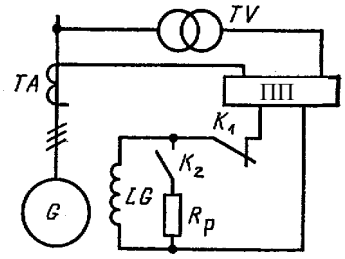


Рисунок 8.8 - Вентильна система збудження синхронного генератора з самозбудженням:
LG - обмотка збудження генератора; ПП – перетворюючий пристрій з регулятором напруги;
TV – трансформатор напруги;
TA – трансформатор струму.

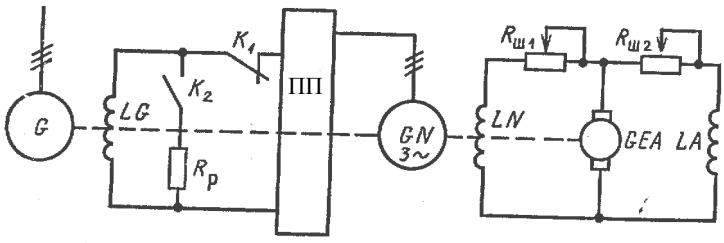


Рисунок 8.9 - Вентильна незалежна система збудження:
GN - збудник змінного струму;
LN – обмотка збудження збудника;
GEA – підзбудник ;
LA – обмотка збудження підзбудника ;
ПП – перетворювач з регулятором напруги

Початкове збудження генератора відбувається за рахунок залишкового намагнічування його полюсів.

У вентильній незалежній системі збудження (рис. 8.9) енергію для збудження створюють спеціальним збудником GN, виготовленим у вигляді трифазного синхронного генератора. Ротор його розміщений на валу головного генератора. Змінна напруга збудника випрямляється і подається в обмотку збудження.

Одним із різновидів незалежної системи вентильного збудження є безщіткова система збудження. У цьому випадку на валу основного генератора розміщений якір збудника змінного струму з трифазною обмоткою. Змінна напруга цієї обмотки через випрямляч, що закріплений на валу основного генератора, перетворюється в постійну напругу і безпосередньо (без кілець і щіток) подається на обмотку збудження основного генератора. Обмотка збудження збудника розміщена на статорі і живиться від підзбудника або регулятора напруги.

8.5 Вмикання синхронного генератора на паралельну роботу з мережею

Потужні електромережі складаються з багатьох електричних станцій, що працюють паралельно. Завдяки цьому підвищується надійність, економічність виробництва та розподілу електричної енергії. Оскільки на кожній електростанції встановлені декілька генераторів, то в енергосистемі на паралельну роботу можуть бути ввімкнені сотні машин.

Процес вмикання генератора на паралельну роботу з мережею називають синхронізацією. Синхронізація можне бути точною та грубою (самосинхронізація).

При точній синхронізації, щоб уникнути стрибків струму в мережі, необхідно виконати такі умови:

- частота мережі та частота генератора повинні бути однакові;
- напруги мережі та генератора повинні співпадати за фазою і мати однакові амплітуди;
- чергування ЕРС фаз генератора та напруги мережі повинно бути однаковим.

Рівність напруг досягається шляхом регулювання струму збудження синхронного генератора, а рівність частот – шляхом регулювання частоти обертання ротора генератора за рахунок зміни частоти обертання парової або гідравлічної турбін. За цих умов у контурі мережа – генератор сума ЕРС дорівнює нулю: $U_M + E_0 = 0$. Решта умов перевіряється за допомогою спеціального приладу, що називається синхроноскопом.

9. СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ. АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

9.1 Силові трансформатори

9.1.1 Загальні відомості

Трансформатором називають статичний індуктивний перетворювач, що має дві або більше індуктивно зв'язаних взаємно нерухомих обмоток і призначений для перетворення за допомогою магнітного поля однієї (первинної) системи змінного струму в іншу (вторинну), що має інші характеристики, зокрема, напругу та струм. У більшості випадків за допомогою трансформатора перетворюють тільки напругу та струм без зміни частоти і числа фаз.

Трансформатор, що має дві електрично незв'язані між собою обмотки, називають двообмотковим. Обмотку, яка споживає енергію з електричної мережі, називають первинною, а обмотку, що віддає енергію споживачу – вторинною. Існують багатообмоткові трансформатори, які мають декілька первинних і вторинних обмоток.

Якщо первинна обмотка має вищу напругу (ВН), а вторинна – нижчу напругу (НН), то такий трансформатор називають понижувальним. У зворотному випадку трансформатор називають підвищувальним.

Під час передачі та розподілу електроенергії виникає необхідність в електричному зв'язку трьох мереж з напругами U_1, U_2, U_3. Цю задачу можна вирішити за допомогою триобмотковових трансформаторів, у яких на магнітопровід поміщають три ізольовані одна від одної обмотки. Такий трансформатор, що живиться з боку однієї з обмоток, дає можливість отримувати два різні напруги і постачати електричною енергією дві різні групи приймачів. Крім обмоток вищої і нижчої напруги триобмотковий трансформатор має обмотку середньої напруги (СН). Обмоткам трансформатора надають переважно циліндричну форму, виконуючи їх при малих струмах з круглого мідного ізольованого проводу, а при великих струмах - з мідних шин прямокутного перерізу. Ближче до магнітопроводу розташовують обмотку нижчої напруги, тому що її легше ізолювати від нього, ніж обмотку вищої напруги.

Для зменшення величини сили струму у вторинній обмотці трансформатора виготовляють трансформатори з розщепленими обмотками. З достатньою для практичних розрахунків точністю такий трансформатор можна розглядати як два незалежних трансформатори, що живляться від загальної мережі ВН. Потужність кожної обмотки НН дорівнює половині потужності обмотки ВН, тобто половині номінальної потужності трансформатора. При паралельному з'єднанні обмоток НН трансформатор з розщепленими обмотками буде працювати як звичайний двохобмотковий.

9.1.2 Класифікація силових трансформаторів

Силові трансформатори поділяються:

1) За кліматичним виконанням та категорією розташування — на трансформатори, що призначені для роботи в нормальних умовах, і на трансформатори, які призначені для роботи в спеціальних умовах.

Для роботи трансформаторів у нормальних умовах необхідні:

- висота установлення над рівнем моря — не більше 1000 м, крім трансформаторів класу напруги 750 кВ, для яких висота установлення над рівнем моря — не більше 500 м;
- категорія виконання У згідно з ГОСТ 15150—69 та ГОСТ 15543-89Е.
- середньодобова температура повітря — не більше 30°С і середньорічна температура повітря — не більше 20°С.

Для роботи трансформаторів у спеціальних умовах необхідні:

- висота установлення над рівнем моря для трансформаторів класів напруги до 500

кВ — більше 1000 м, але не більше, ніж 3500 м;

- категорія виконання — ХЛ або УХЛ згідно з ГОСТ 15150—69, ГОСТ 15543-89Е.

2) За видом ізолюючого та охолоджуючого середовища — на масляні та сухі трансформатори. Трансформатори з напругою 35кВ і вище випускаються лише з масляним охолодженням і зазвичай встановлюються на відкритому повітрі;

3) За типами, що характеризують призначення та особливості конструкції — однофазні або трифазні, з можливістю регулювання під навантаженням (РПН), перемикачі без збудження (далі — ПБЗ) тощо.

Залежно від охолодження трансформатори поділяють на сухі та масляні з природним та примусовим охолодженням.

Залежно від кількості фаз розрізняють однофазні, трифазні та багатофазні трансформатори. Найбільшого розповсюдження набули однофазні та трифазні трансформатори. Трифазні трансформатори на номінальні напруги 110, 150кВ виготовляються на потужність до 400МВА включно, а на напруги 220-500кВ до 1000МВА. Однофазні трансформатори використовуються лише у тих випадках, коли неможливе виготовлення трифазного трансформатора необхідної потужності або неможливе його транспортування. Трансформатори з іншим числом фаз використовують у спеціальних пристроях.

Джерела електричної енергії (електричні станції) переважно будують поблизу природних джерел палива, а споживачі розміщені за сотні кілометрів від них. На електростанціях енергію виробляють за допомогою турбо- або гідрогенераторів напругою до 38,5кВ. Для зменшення втрат потужності в провідниках і зменшення перерізу проводів лінії електропередачі напругу лінії підвищують до 750кВ і більше. Тому на підстанціях електростанцій встановлюють трансформатори, що підвищують напругу до необхідної величини (110, 220, 330, 400, 750кВ). Оскільки більшість електроприймачів споживають електроенергію напругою 127, 220, 380 і 660 В (в окремих випадках 6 і 10кВ), то виникає необхідність у встановленні понижувальних трансформаторів. Оскільки, при передачі електричної енергії на великі відстані величина напруги повинна багаторазово змінюватися, то сумарна встановлена потужність трансформаторів у потужних електричних системах у 5-7 разів перевищує встановлену потужність електричних генераторів.

Трансформатори виготовляють за технічними умовами або відповідно до вимог стандартів і призначені виробником для виконання певних функцій у перетворенні електричної енергії. Параметри, що відносяться до того режиму роботи, для якого трансформатор призначений виробником, називають номінальними. За цих параметрів трансформатор може як завгодно довго працювати, не перегріваючись вище допустимих норм.

У паспорті трансформатора (заводська табличка, що кріпиться до трансформатора) вказують такі номінальні величини:

1. Номінальна первинна лінійна напруга U_{1H}.

2. Номінальна вторинна лінійна напруга U_{2H} на розімкненій вторинній обмотці при живленні первинної обмотки напругою U_{1H}, номінальної частоти.

3. Номінальний лінійний струм I_{1H} первинної обмотки.

4. Номінальну потужність S_H, під якою розуміють повну потужність трансформатора на затискачах вторинної обмотки. Для двообмоткових трансформаторів номінальна потужність первинної обмотки S_{1H} береться такою, що дорівнює номінальній потужності вторинної обмотки S_{2H} і дорівнює номінальній потужності трансформатора S_H, $S_{1H} = S_{2H} = S_H$.

5. Номінальний лінійний струм вторинної обмотки I_{2H}.

Номінальні струми визначають за номінальною потужністю і номінальною напругою обмотки.

Для однофазного трансформатора:

$$I_{1H} = S_H / U_{1H};\ I_{2H} = S_H / U_{2H}. \quad (9.1)$$

Для трифазного трансформатора:

$$I_{1H} = S_H / (\sqrt{3}\, U_{1H});\ I_{2H} = S_H / (\sqrt{3}\, U_{2H}) \text{ – лінійні струми;} \quad (9.2)$$

$$I_{1H\Phi} = S_H / (3\, U_{1H\Phi});\ I_{2H\Phi} = S_H / (3\, U_{2H\Phi}) \text{ – фазні струми.} \quad (9.3)$$

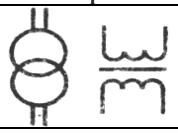
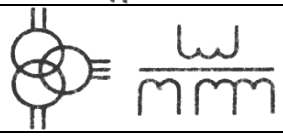
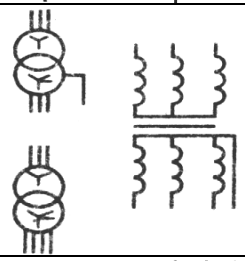
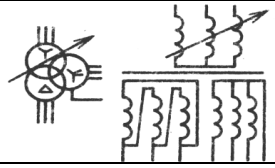
6. Схема і група з'єднань обмоток.
7. Напруга короткого замикання.

Номінальна частота f_H напруг і струмів для трансформаторів загального використання стандартизована та дорівнює 50 Гц (в США – 60 Гц).

Номінальні дані не вказують на те, що трансформатор необхідно експлуатувати тільки при них. Робота трансформатора можлива в діапазоні зміни вторинного струму від 0 до I_{2H}, можливі короткочасні перевантаження, а також невеликі зміни напруги та частоти, спеціально обумовлені стандартами.

Умовні графічні позначення силових трансформаторів на електричних схемах наведені у таблиці 9.1

Таблиця 9.1 – Умовні графічні позначення силових трансформаторів на електричних схемах

Трансформатор однофазний з магнітопроводом	Форма I Форма II 
Трансформатор однофазний з магнітопроводом триобмотковий	
Трансформатор трифазний з магнітопроводом, з'єднання обмоток зірка-зірка з виведеною нейтральною точкою	Форма I Форма II 
Трансформатор трифазний триобмотковий з магнітопроводом; з'єднання обмоток зірка з регулюванням під навантаженням – трикутник – зірка з виведеною нейтральною точкою	

9.1.3 Охолодження трансформаторів

Конструктивне виконання трансформаторів залежить значною мірою від способу його охолодження. За цією ознакою трансформатори поділяють на сухі з природним або штучним охолодженням та масляні з природною або штучною циркуляцією масла.

У сухих трансформаторах обмотки та інші частини трансформатора мають безпосередній дотик до повітря, яке оточує трансформатор. Тому їх охолодження відбувається шляхом випромінювання та природної конвекції повітря. Оскільки коефіцієнт тепловіддачі в повітря невеликий, то сухі трансформатори виготовляють лише малої

потужності та напругами до 15-20кВ.

У трансформаторах з масляним охолодженням магнітопровід з обмотками повністю занурюють у бак, що наповнений мінеральним (трансформаторним) маслом. Трансформаторне масло має більш високу теплопровідність, ніж повітря та добре передає тепло від обмоток і магнітопровода трансформатора до стінок бака, що має набагато більшу площу охолодження, ніж активна частина трансформатора.

Види охолоджувачів трансформаторів:

1. Радіатори. Вони, бувають різних типів. В основному вони утворюються системою плоских каналів в пластинах з торцевим зварним швом, які сполучають верхній і нижній колектори.
2. Гофрований бак. Він є одночасно і баком і охолоджувальною поверхнею для розподільних трансформаторів малої та середньої потужності. Такий бак має кришку, гофровані стінки бака і нижню коробку.
3. Вентилятори. Для великих вузлів можливе використання підвісних вентиляторів під радіаторами або збоку від них для забезпечення примусового руху повітря і природного масляного і примусового повітряного охолодження. Це може збільшити навантажувальну здатність трансформаторів приблизно на 25%.
4. Теплообмінники з примусовою циркуляцією масла, повітря. У великих трансформаторах відведення тепла за допомогою природної циркуляції через радіатори вимагає багато місця. Потреба в просторі для компактних охолоджувачів набагато нижча, ніж для простих радіаторних батарей. З точки зору економії місця може виявитися вигідним використовувати компактні охолоджувачі зі значним аеродинамічним опором, що вимагає застосування примусової циркуляції масла за допомогою насоса і потужних вентиляторів для нагнітання повітря.
5. Масляно-водяні охолоджувачі, зазвичай, виконують у вигляді циліндричних трубчастих теплообмінників зі знімними трубками. Такі теплообмінники дуже поширені і вважаються класичними конструкціями.

9.1.4. Трифазні трансформатори

Як було зазначено раніше, найбільшого поширення в електричних станціях і підстанціях отримали трифазні трансформатори. Згідно з державним стандартом, початки обмотки *ВН* позначають літерами *A, B, C*, а кінці – літерами *X, Y, Z*. Початки обмотки *НН* позначають малими літерами *a, b, c*, а кінці - *x, y, z*. Нейтральну точку позначають літерою *N*.

Обмотки трифазних трансформаторів можуть бути з'єднані зіркою або трикутником. При сполученні зіркою назовні крім лінійних кінців виводять іноді нейтральну точку.

У деяких випадках використовують також з'єднання обмоток за схемою зигзаг, коли фазну обмотку поділяють на дві частини, які розміщені на різних стержнях і з'єднують послідовно. При цьому другу половину обмотки під'єднують зустрічно відносно першої половини.

Схему з'єднання двообмоткового трансформатора позначають у вигляді дробу, в чисельнику якого є позначення схеми з'єднання обмотки *ВН*, а в знаменнику – обмотки *НН* (наприклад *Y/Y*).

Вибір схеми з'єднання обмоток залежить від багатьох факторів. Наприклад, для мереж напругою 35 кВ і більше вигідно з'єднати обмотку трансформатора зіркою і заземлити нульову точку, оскільки при цьому напруга виводів трансформатора та провідників лінії передачі відносно землі буде завжди в $\sqrt{3}$ разів меншою за лінійну, що дає можливість зменшити вартість ізоляції.

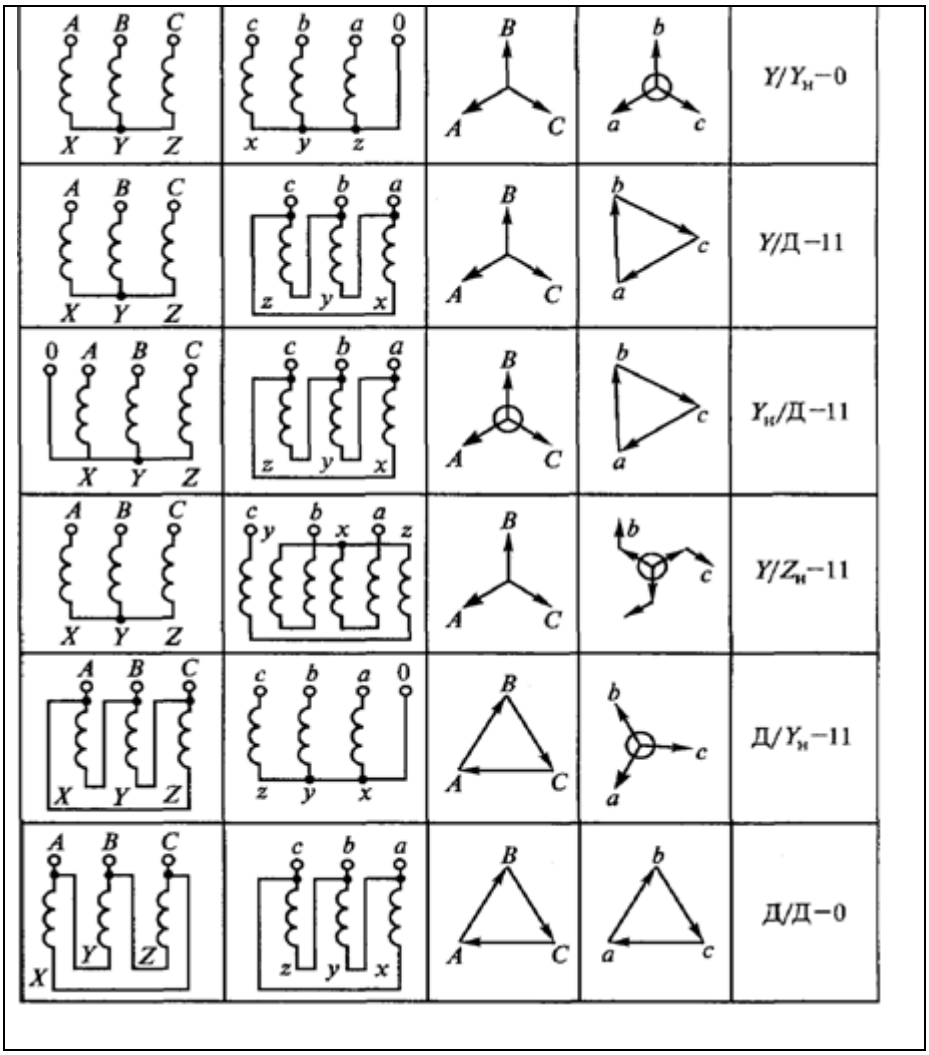
При з’єднанні обмоток трансформатора за схемою $Y_н/Y$ треті гармоніки фазних струмів замикаються через нульовий провідник. При цьому струм неробочого ходу кожної фази має третю гармоніку, а потік є синусоїдним.

При схемі Y/Y шлях для замикання третіх гармонік фазних струмів відсутній і струм неробочого ходу є синусоїдним. Однак крива магнітного потоку спотворюється і має третю гармоніку. Несинусоїдними будуть також і ЕРС фаз. У тристержневому трансформаторі треті гармоніки магнітних потоків фаз не можуть замикатися через стальний магнітопровід, оскільки вони у будь-який момент спрямовані зустрічно. Тому треті гармоніки потоків замикаються через стінки бака, створюючи при цьому додаткові втрати потужності.

Якщо одна з обмоток з’єднана трикутником, то фазні потоки є практично синусоїдними. Це відбувається тому, що в обмотці, яка з’єднана трикутником, треті гармоніки ЕРС викликають струм потрійної частоти, який протікає через фазні обмотки та зменшує треті гармоніки магнітних потоків. Отже, обмотки трансформаторів краще з’єднувати за схемами Y/Δ або $Y_н/\Delta$, що дозволяє практично позбутися третіх гармонік у кривих магнітних потоків і ЕРС.

Групи з’єднань обмоток трансформаторів. Стандартизовані схеми та групи з’єднань обмоток трифазних трансформаторів наведені у табл. 9.2.

Таблиця 9.2 - Стандартизовані схеми та групи сполучень обмоток трифазних двообмоткових трансформаторів



З’єднання обмоток *ВН* і *НН* зіркою чи трикутником отримують, з’єднуючи відповідним чином затискачі фаз обмоток. Залежно від того, які затискачі фаз обмоток *ВН* і *НН* з’єднують разом, змінюється величина кута α зсуву фаз між векторами лінійних напруг первинної та вторинної обмоток трансформатора в режимі неробочого ходу, що взяті між однойменними затискачами. В однофазних трансформаторах кут α дорівнює 0^0 чи 180^0, а в трифазних трансформаторах кут α дорівнює $\alpha = K \cdot 30^0$,
де K =0, 1, 2, 3, ... , 11 – ціле число, яке називають групою з’єднання обмоток трансформатора.

Номер групи з’єднання вказують після позначення схеми з’єднання його обмоток, наприклад Y/Δ–11 або Y/Y– 0. Знання групи з’єднаннь обмоток необхідне при вмиканні трансформаторів на паралельну роботу, коли потрібно з’єднувати рівнопотенціальні затискачі обмоток.

9.2. Автотрансформатори

9.2.1 Загальні відомості

Автотрансформатором називають трансформатор, у якого обмотки крім електромагнітного зв’язку мають ще електричне з’єднання.

Автотрансформатори найчастіше використовують для зв’язку мереж близьких за номінальною напругою з заземленою нейтраллю, але роль у нього така сама як і в трансформаторів.

Автотрансформатори можуть бути понижувальними або підвищувальними (рис.9.1), однофазними або трифазними. У трифазного трансформатора обмотки фаз з'єднують зіркою.

Розглянемо роботу понижувального автотрансформатора. У понижувальному автотранс-форматорі (рис.9.1,а) первинна напруга подається на затискачі *A* і *X*. Частина первинної обмотки між затискачами *a* і *x* є вторинною обмоткою.

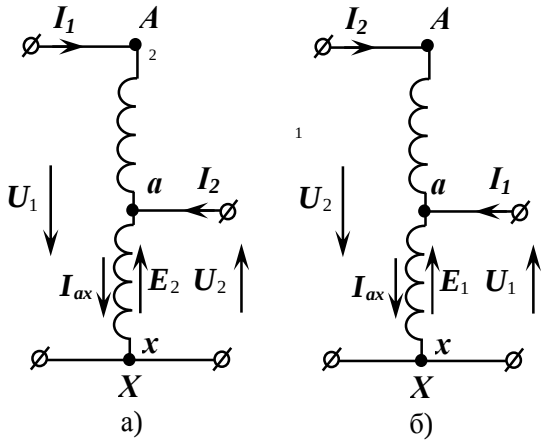


Рисунок 9.1- Схема автотрансформатора: а) понижувального,
б) підвищувального

В усталеному режимі роботи первинна напруга U_1 рівномірно розподіляється між витками
обмотки *AX*. Вторинна напруга U_2 дорівнює

$$U_2 = U_{ax} = \frac{U_{AX}}{w_{AX}} w_{ax} = \frac{U_1}{K}, \qquad (9.4)$$

де w_{AX}, w_{ax} - число витків відповідно між точками *A* і *X*, *a* і *x*;

$K = \frac{w_{AX}}{w_{ax}}$ - коефіцієнт трансформації автотрансформатора.

В автотрансформаторі розрахункову потужність обох обмоток можна записати у вигляді

$$S_{aTP} = S_{Aa} + S_{ax} = (I_1 E_1 + I_2 E_2) \cdot (1 - \frac{1}{K}) = S_{TP}(1 - \frac{1}{K}). \quad (9.5)$$

Із (10.2) випливає, що розрахункова потужність обмоток автотрансформатора менша, ніж потужність обмоток двообмоткового трансформатора при однаковій прохідній потужності $I_1 E_1 \approx I_2 E_2$, що передається з первинного кола у вторинне. Фізично це пояснюється тим, що в автотрансформаторі частина енергії передається з первинної обмотки до вторинної не електромагнітним шляхом, а безпосередньо через електричний зв'язок. Відношення

$$K_в = \frac{S_{aTP}}{S_{TP}} = 1 - \frac{1}{K} \quad (9.6)$$

називають коефіцієнтом вигоди.

Із (10.3) випливає, що перетворення електроенергії вигідно проводити за допомогою автотрансформатора при значенні *K* близькому до одиниці.

9.2.2 Конструктивні особливості автотрансформатора

Габарити і маса автотрансформатора залежать від розрахункової потужності, яка є лише частиною його номінальної потужності.

Зниження габаритів і маси автотрансформатора відбувається як за рахунок обмоткового дроту, так і за рахунок сталі. Витрата обмоткового дроту зменшується внаслідок об'єднання обмотки нижчої напруги з обмоткою вищої напруги, а також через зменшення перетину провідників загальної частини обмотки (ділянка *ax*). Зі зменшенням витрат дроту зменшується простір, необхідний для розміщення обмотки у вікні магнітної системи, що дозволяє зменшити або висоту стержнів, або довжину ярем, а отже, скоротити витрати сталі на виготовлення автотрансформатора.

Зниження маси активних матеріалів призводить до зменшення електричних і магнітних втрат. Тому при однаковій номінальній потужності ККД автотрансформатора завжди вищий, ніж трансформатора.

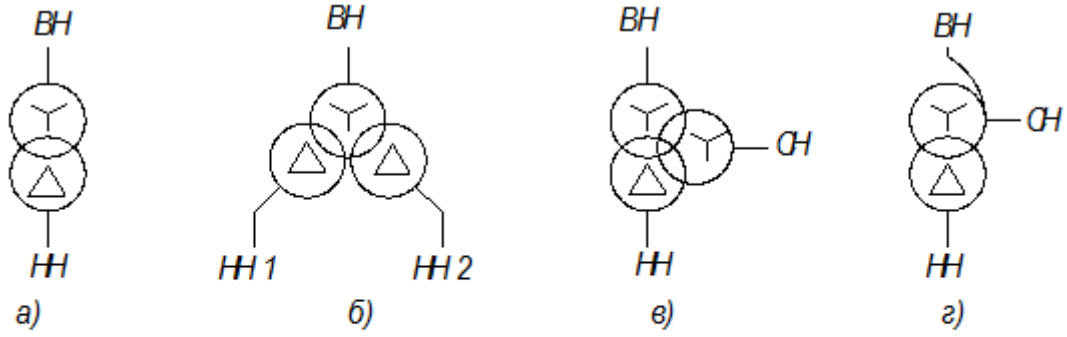


Рисунок 2. Виды силовых трансформаторов.
а) двухобмоточный; б) с расщеплённой обмоткой;
в) трехобмоточный; г) автотрансформатор.

Рисунок 9.2 – Умовні графічні позначення силових трансформаторів та автотрансформаторів на електричних схемах

Недоліком автотрансформатора є те, що у нього вторинне коло виявляється електрично з'єднаним з первинним колом, тому ізоляція обмоток автотрансформатора повинна вибиратися виходячи з напруги $U_{ВН}$. Іншим недоліком автотрансформатора є те, що він у порівнянні з трансформатором має великий струм короткого замикання. Відбувається це тому, що струм короткого замикання в автотрансформаторі обмежується опором не всієї обмотки, а тільки її частиною *Aa*.

Конструктивно обмотки *Aa* і *Ax* розташовуються на стрижні у вигляді двох концентричних котушок однакової висоти, що сприяє зменшенню їх індуктивного опору розсіювання.

Умовні графічні позначення силових автотрансформаторів на електричних схемах наведені у таблиці 9.2.

9.3 Паралельна робота трансформаторів і автотрансформаторів

Для забезпечення надійності електропостачання, а також у зв'язку зі спеціальними вимогами, на трансформаторних підстанціях встановлюють два і більше паралельно працюючих трансформатори. При цьому їх первинні обмотки ввімкнені на спільну первинну мережу (первинні шини), а вторинні – на спільну вторинну мережу (вторинні шини).

Крім цього, паралельна робота трансформаторів забезпечує:

- резервування споживачів у випадку аварії;
- зменшення втрат енергії під час малих навантажень підстанції шляхом вимикання частини паралельно працюючих трансформаторів;
- кращу організацію профілактичного ремонту трансформаторів.

При паралельній роботі трансформаторів постає питання про розподіл між трансформаторами навантаження пропорційно до їх номінальних потужностей. Такий розподіл навантаження досягають за умов, коли паралельно працюючі трансформатори мають:

- однакові групи з'єднання обмоток;
- однакові за величиною первинні і вторинні номінальні напруги (однакові коефіцієнти трансформації);
- однакові напруги короткого замикання та їх складові.

Слід відмітити, що при першому вмиканні трансформаторів на паралельну роботу необхідно переконатися у тому, що на одну і ту ж шину вмикаються такі фази окремих трансформаторів, напруги яких співпадають за фазою (однакове чергування фаз).

9.4. Режими роботи силових трансформаторів і автотрансформаторів

У процесі експлуатації навантаження силових трансформаторів не залишається постійним, а змінюється протягом доби залежно від пори року. За номінальних умов роботи температура верхніх шарів масла трансформатора має бути в межах від 70 до 95°С. Слід зазначити, що температурний режим трансформатора істотно залежить від умов навколишнього середовища. Тому якщо трансформатор встановлений у закритому приміщенні, де умови охолоджуючого середовища можуть відрізнятися від номінальних, необхідно робити перерахунок потужності за формулою

$$S = S_{НОМ}\left(1+\frac{5-\vartheta_0}{100}\right), \qquad (9.7)$$

де $S_{НОМ}$ – номінальна потужність, кВА;

ϑ_0 – середньорічна температура приміщення, в якому встановлений трансформатор.

Відповідно до норм максимально-допустима температура навколишнього повітря у приміщенні, де встановлений трансформатор, складає +35°С. При цьому абсолютна температура повітря, виміряна на відстані 1,5 – 2 м від бака трансформатора, не повинна перевищувати температуру зовнішнього повітря більше ніж на 5 – 8°С.

Температуру верхніх шарів масла контролюють за допомогою термометра і масловказівника розширювача, на якому нанесені три контрольні риски рівня масла, що відповідають температурі навколишнього середовища -35, +15 і +35°С.

При роботі трансформатора з навантаженням менше номінального температура масла буде нижчою, що може збільшити термін служби ізоляції. Проте такий режим є неекономічним, оскільки при цьому не повністю використовуються можливості міді обмоток.

При номінальних умовах роботи розрахунковий термін служби трансформаторів становить близько 20 років.

Відповідно до стандарту 14209 вважається, що при зміні температури ізоляції трансформатора на 6°С термін їх служби змінюється вдвічі (при збільшенні температури скорочується, а при зниженні – збільшується).

Через нерівномірність навантаження трансформаторів у часі вони мають значний запас у терміні служби. Тому залежно від добового графіка навантаження, а також недовантаження, яке було в літню пору, року трансформатори допускають деякі перевантаження взимку.

Допустимі навантаження розділяють на нормальні (систематичні) й аварійні.

Нормальні перевантаження трансформатора визначають за допомогою коефіцієнта заповнення добового графіка $K_П$ з урахуванням його навантажувальної здатності. Допустиму кратність навантаження стосовно його номінального значення визначають за діаграмою, поданою на рис. 9.3. На осі абсцис тут відкладена тривалість допустимого перевантаження, а на осі ординат - кратність навантаження стосовно номінального. На діаграмі подані криві для різних значень коефіцієнта заповнення добового графіка ($K_П$), що являє собою відношення площі, обмеженої лінією добового графіка навантаження, до площі прямокутника зі сторонами, одна з яких дорівнює абсцисі (24 год), а друга - ординаті (максимум навантаження).

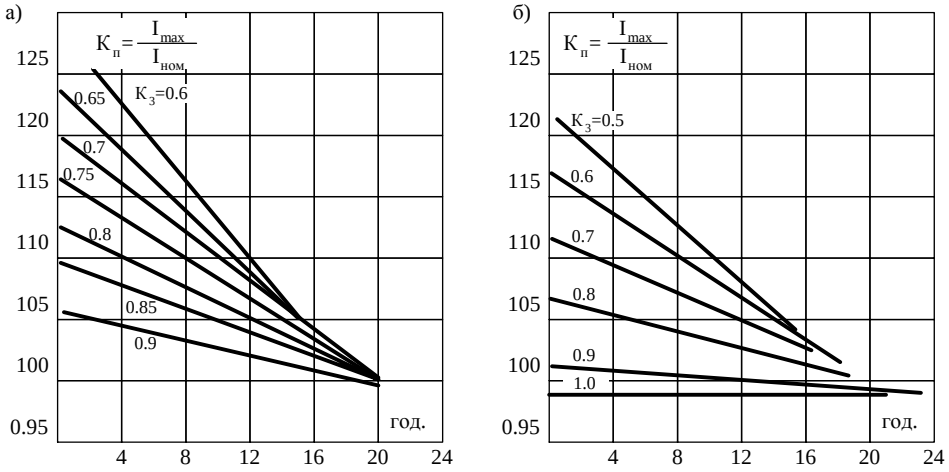


Рис. 22 - Діаграми навантажувальної здатності трансформаторів:
а - масляних; б - сухих

Рисунок 9.3 - Діаграми навантажувальної здатності трансформаторів:
а – масляних; б - сухих.

Коефіцієнт заповнення знаходять за формулою

$$K_{П} = \frac{\sum I_t}{24 I_{макс}} = \frac{I_{ср}}{I_{макс}} \quad , \tag{9.8}$$

де $\sum I_t$ – площа фактичного графіка навантаження; $I_{макс}$ – максимальний струм навантаження протягом доби; $I_{ср}$ – середньодобовий струм навантаження.

Знаючи величину $K_{П}$, за діаграмою навантажувальної здатності можна встановити, протягом якого часу трансформатор може працювати з необхідним перевантаженням.

Якщо максимум навантаження за річним графіком у літню пору року менший номінальної потужності трансформатора, то в зимову пору допускається його перевантаження на 1% до кожного відсотка недовантаження влітку, але не більше 15%.

Розглянуті перевантаження можна допускати одночасно, але слід враховувати, що сумарне перевантаження трансформатора не повинно перевищувати 30%.

Систематичні перевантаження допускають і сухі трансформатори. Величину і час перевантаження у цьому випадку визначають за діаграмою наданою на рис.9.2,б.

В аварійних умовах на деякий час допускається аварійне перевантаження (табл.9.3), величина якого не залежить від попереднього навантаження і температури середовища.

Таблиця 9.3 – Допустимі аварійні перевантаження трансформаторів

Масляні трансформатори		Сухі трансформатори	
перевантаження, %	тривалість, хв.	перевантаження, %	тривалість, хв.
30	120	20	60
45	80	30	45
60	45	40	32
75	20	50	18
100	10	60	5
200	1,5		

За наявності рухомого резерву в аварійних режимах допускається перевантаження масляних трансформаторів до 40% на термін не більше 6 годин за добу протягом не більше 5 діб підряд. Коефіцієнт початкового навантаження при цьому має бути не вище 0,93.

Нерівномірний розподіл потужності приймачів електричної енергії між фазами трифазних силових трансформаторів призводить до несиметричності струмів за фазами. Ступінь нерівномірності визначають за формулою:

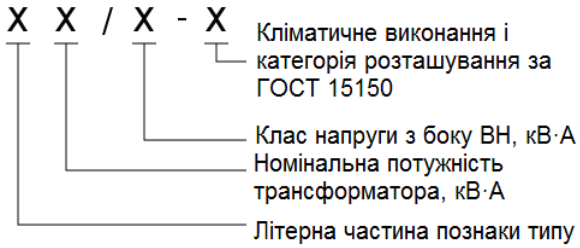
$$K = \frac{100(I_{макс} - I_{ср})}{I_{ср}} \tag{9.9}$$

де $I_{макс}$ - струм максимально навантаженої фази в момент найбільшого навантаження трансформатора; $I_{ср}$ - середнє арифметичне значення струму трьох фаз у той же час.

Відповідно до правил ступінь нерівномірності не повинен перевищувати 20%.

9.5 Умовні позначення силових трансформаторів і автотрансформаторів

Структурна схема умовної познаки силового трансформатора за ГОСТ 11677-85 (за IEC 60076-2:1993 чи IEC 60076-11:2004):



Літерна частина умовного позначення повинна містити позначення у наступному порядку:

- призначення трансформатора (може бути відсутнім):

А — автотрансформатор;

Е — електропічний.

Кількість фаз:

О — однофазний трансформатор;

Т — трифазний трансформатор.

Розщеплення обмоток (може бути відсутнім):

Р — розщеплена обмотка НН.

- система охолодження.

Сухі трансформатори:

С (AN) — природне повітряне при відкритому виконанні;

СЗ (ANAN) — природне повітряне при захищеному виконанні;

СГ (ANAN) — природне повітряне при герметичному виконанні;

СД (ANAF) — повітряне з дуттям.

Масляні трансформатори:

М (ONAN) — природне масляне;

МЗ (ONAN) — з природним масляним охолодженням із захистом за допомогою захисної азотної подушки без розширника;

Д (ONAF) — масляне з дуттям і природною циркуляцією масла;

МЦ (OFAN) - природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з неспрямованим потоком масла;

НМЦ (ODAN) - природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла із спрямованим потоком масла;

ДЦ (OFAF) — масляне з дуттям і примусовою циркуляцією масла;

НДЦ (ODAF) - примусова циркуляція повітря і масла із спрямованим потоком масла;

Ц (OFWF) — масляно-водяне з примусовою циркуляцією масла;

НЦ (ODWF) - примусова циркуляція води і масла із спрямованим потоком масла.

З негорючим рідким діелектриком:

Н (LNAF) — природне охолодження негорючим рідким діелектриком;

НД (LNAF) — охолодження негорючим рідким діелектриком з дуттям;

ННД (LFAF) - охолодження негорючим рідким діелектриком із примусовою циркуляцією повітря із спрямованим потоком рідкого діелектрика.

- особливість трансформатора (може бути відсутнім):

Л — виконання трансформатора з литою ізоляцією;

Т — триобмотковий трансформатор (для двообмоткових трансформаторів не вказують);

Н — трансформатор з регулюванням під навантаженням (РПН);

З — трансформатор без розширника, з природним масляним охолодженням або з

охолодженням негорючим рідким діелектриком із захистом за допомогою азотної подушки;

Ф — трансформатор з розширником і виводами, змонтованими у фланцях на стінках бака;

Г — трансформатор у гофробаку без розширника — «герметичне виконання».

- призначення (може бути відсутнім):

С — виконання трансформатора для власних потреб електростанцій;

П — для ліній передачі постійного струму;

М — виконання трансформатора для металургійного виробництва;

ПН — виконання для живлення заглиблених електронасосів.

Для автотрансформаторів при класах напруги з боку *СН* або *НН* 110 кВ і вище після класу напруги з боку *ВН* через косу риску вказують клас напруги з боку *СН* або *НН*.

Примітка. Для трансформаторів, виготовлених до 01.07.87, допускається вказувати останні дві цифри року випуску робочих креслень.

Приклад умовних позначень:

ТМ-100/10-77УІ — трифазний, двообмотковий трансформатор, з масляним охолодженням, номінальна потужність 100 кВ А, клас напруги 10 кВ, конструкція 1977 р., для помірного клімату, установлення на відкритому повітрі.

ТСЗ-100/10-УЗ – трансформатор трифазний сухий з природним повітряним охолодженням при захищеному виконанні, двообмотковий, потужністю 100кВ•А, класу напруги 10кВ, виконання У категорії 3 за ГОСТ 15150.

ТМН-2500/110-У1 - трансформатор трифазний з масляним охолодженням з природним циркулюванням повітря або масла, двообмотковий, з регульованою напругою під навантаженням, потужністю 2500 кВ•А, класу напруги 110 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150;

ОДУНП-175000/750-75УІ — однофазний трансформатор з примусовою циркуляцією масла і повітря, потім з РПН (регулювання під навантаження), для ліній постійного струму, номінальна потужність 175 МВ А, клас напруги 750 кВ, конструкція 1975 р., для помірного клімату, встановлення на відкритому повітрі.

АТДЦТН-200000/330/110-У1 - автотрансформатор трифазний з масляним охолодженням за примусової циркуляції повітря і масла, триобмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 200000 кВ•А, класу напруги обмотки *ВН* — 330кВ, класу напруги обмотки — *СН* — 110 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150.

10. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ СИЛОВОЇ МЕРЕЖІ НА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯХ І ПІДСТАНЦІЯХ. ПРИСТРОЇ РПН, ПБЗ

У сучасних умовах, враховуючи особливості функціонування споживачів електроенергії, все вищі вимоги ставляться до якості електропостачання. Одним із основних показників якості напруги є її відхилення від допустимого значення.

Під час експлуатації трансформатора іноді виникає необхідність у підтриманні вторинної напруги на певному рівні. Співвідношення між первинною та вторинною напругою залежить від коефіцієнта трансформації

$$U_2 \approx U_1 \frac{w_2}{w_1} \approx \frac{U_1}{Km}. \qquad (10.1)$$

Із рівняння (10.1) видно, що для регулювання вторинної напруги необхідно змінити число витків у одній із обмоток. На знижувальних підстанціях напругу регулюють трансформаторами, первинні обмотки яких мають, крім основного, кілька додаткових виводів (відгалужень). Перемикаючи ці відгалуження, можна змінювати коефіцієнт трансформації, а значить - величину напруги на виході трансформаторів. Зазвичай регулювальні відгалуження роблять з боку обмотки ВН трансформаторів, а в автотрансформаторах - на лінійному виводі обмотки СН. При цьому полегшується робота перемикальних пристроїв, оскільки обмотки вищої напруги трансформаторів розраховані на менші робочі струми.

Конструктивно трансформатори виконують двох типів:

- з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження (ПБЗ), тобто без подачі струму на трансформатор;
- з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (трансформатори з РПН).

10.1 Пристрої переключення регулювальних відгалужень без збудження

Трансформатори з ПБЗ виготовляють з одним основним і чотирма додатковими відгалуженнями (рис. 10.1). Коефіцієнт трансформації трансформатора на основному виводі називають номінальним коефіцієнтом трансформації. Він визначається відношенням номінальних напруг обмоток ВН і НН.

Використовуючи чотири додаткові відгалуження, можна змінювати коефіцієнт трансформації в межах ±5 % (±2 х 2,5 %) від номінального значення (раніше виготовлялися транс- форматори з двома додатковими ±5 %).

Змінюючи відгалуження первинної обмотки трансформатора, отримуємо додаткові ЕРС, округлені значення яких наведені на рисунку 10.1. Потрібно відзначити, що при завантаженні трансформатора напруга з боку вторинної обмотки знижується у зв'язку з втратою напруги в опорах обмоток.

На час перемикань регулювальних відгалужень трансформатори з ПБЗ мають вимикатися з мережі. Такі перемикання здійснюють тільки при сезонній зміні навантажень. Оскільки трансформатори протягом тривалого часу працюють на одному з вибраних відгалужень, тобто з однаковим коефіцієнтом трансформації, то забезпечити вимоги зустрічного регулювання напруги на шинах НН підстанцій неможливо, тому що напруга з боку вторинної обмотки трансформаторів у режимі найбільших навантажень виявиться нижчою, ніж у режимі найменших навантажень у зв'язку з різною величиною втрат напруги в мережі. Тому такий спосіб регулювання використовується на трансформаторах, що працюють у класах напруг ВН 6 і 10кВ.

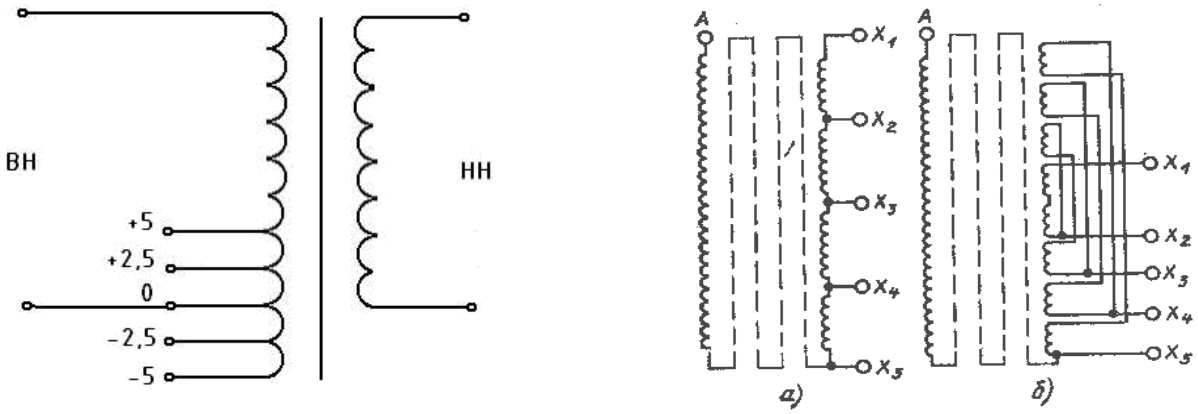


Рисунок 10.1- Принципова схема двообмоткового трансформатора з регулюванням напруги ПБЗ. Схеми розміщення відводів обмоток для регулювання напруги з ПБЗ.

10.2. Пристрої з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням

При напругах ВН 35кВ і вище доцільно застосовувати зустрічне регулювання напруги при зміні навантаження, використовуючи трансформатори з РПН. Трансформатори з РПН мають спеціальний перемикальний пристрій, а також більший діапазон і більшу кількість ступенів регулювання напруги.

Трансформатори з РПН дозволяють регулювати напругу в межах від ±10 до ±16% (по 1,5 % на відгалуження) від номінальної величини. Регулювання відбувається у шість-дев'ять ступенів.

Двообмоткові трансформатори з РПН. Такі трансформатори мають спеціальний пристрій для виконання переключень при роботі трансформатора з навантаженням. Цей пристрій має значно більше відгалужень. Відгалуження виконуються на боці вищої напруги по причинам:

- менше *Іном* обмотки;
- більше витків основної обмотки, що дозволяє зменшити дискретність зміни напруги при переході з одного на інше відгалуження;
- котушка з обмоткою ВН знаходиться ближче до баку бо надягнута на котушку з обмоткою НН. У такому разі простіше виконати пристрій щодо регулювання напруги трансформатора.

Обмотка ВН трансформатора з РПН складається з двох частин - нерегульованої (основної, а) і регульованої (додаткової, б). Остання має кілька відгалужень, причому нижня від основного виводу частина витків цієї обмотки увімкнена зустрічно, а верхня - узгоджено з витками нерегульованої обмотки (показано стрілками). Таким чином, перемикаючи відгалуження регульованої частини обмотки, можна збільшувати або зменшувати коефіцієнт трансформації трансформатора (рис. 10. 2).

При використанні відгалужень 1-2 магнітний потік у додаткових відгалуженнях спрямований так само як і потік в основній нерегульованій частині обмотки (основна і додаткова частини включені відповідно) і коефіцієнт трансформації трансформатора зростає, а при збільшенні *Кт* напруга на стороні НН зменшується. При використанні відгалужень 3-4 магнітний потік у додаткових відга-луженнях спрямований назустріч потокові в основній нерегульованій частині обмотки (основна і додаткова частини включені зустрічно) і коефіцієнт транс-формації трансформатора зменшується, а значить напруга на боці НН зростає. Відповідно спрямоване включення відгалуження позначають "+", а зустрічне включення відгалужень позначають "-".

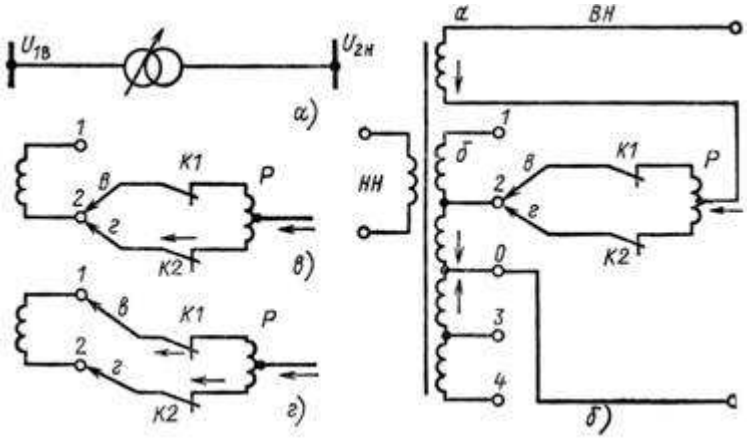


Рисунок 10.2 - Схема РПН двообмоткового трансформатора: а – умовне позначення; б- схема обмоток з РПН; в, г - перемикання відгалужень.

Наприклад:

РПН 115 ± 9 х 1,78 % / 11 кВ означає, що трансформатор має:

- номінальну напругу обмотки ВН Uвном = 115 кВ;

- номінальну напругу обмотки НН Uнном = 11 кВ;

+"9" позитивних відгалужень, при використанні яких *Кт* росте, а фактична напруга на стороні НН трансформатора зменшується;

- "9" негативних відгалужень, при використанні яких *Кт* зменшується, а фактична напруга на стороні НН трансформатора росте.

Реактор *Р*, контакти контактора *К* и перемикачі *в* і *г* знаходяться в баку трансформатора. Сам контактор знаходиться в окремому бачку з маслом прикріпленому до бака трансформатора.

Порядок переходу з відгалуження 2 на 1 (перемикачі *в* і *г* не мають пристрою гасіння дуги і не можуть розривати кола із струмом; контактори *К1* і *К2* можуть гасити дугу і виконувати комутації під навантаженням):

1. Відключають *К1*.
2. Переключають *в* (перемикач без струму) на 1 відгалуження.
3. Включають *К1*. Під дією ЕРС витка обмотки в контурі *в-К1*-реактор-*К2-г* виникає зрівняльний струм. Значення струму визначається ЕРС витка обмотки й опором реактора. Реактор і потрібний для обмеження зрівняльного струму.
4. Відключають *К2*.
5. Перекладають *г* на 1 відгалуження.
6. Включають *К2*.

Автотрансформатори. Автотрансформатори (рис. 10.3, а) можуть мати:

- пристрій регулювання напруги в нейтралі, тобто з боку нульового виводу обмотки ВН (випускались промисловістю раніше);
- пристрій регулювання з боку лінійного виводу обмотки СН (випускаються зараз).

На рис. 10.3, б показано фазу А (три обмотки: вищої напруги ВН; середньої напруги СН; низької напруги НН) автотрансформатора, схема заміщення при наявності пристрою з боку нульового виводу обмотки ВН.

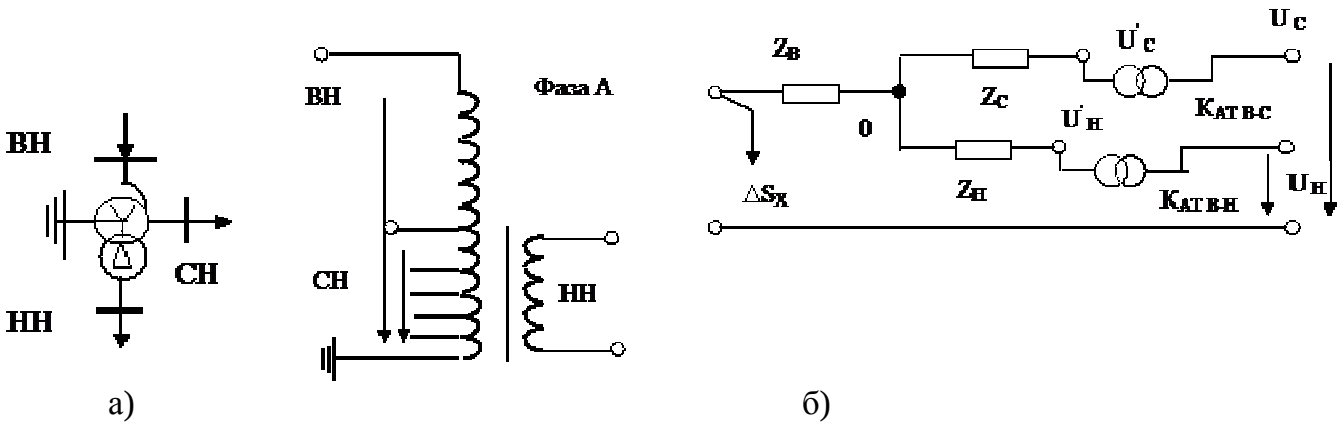


Рисунок 10.3 - Схема РПН автотрансформатора

Цілком очевидно, що при переході з одного відгалуження на інше змінюються коефіцієнти трансформації $K_{AT\ B\text{-}C}$ і $K_{AT\ B\text{-}H}$. Якщо розглянути, як змінюються $K_{AT\ B\text{-}C}$ і $K_{AT\ B\text{-}H}$ при позитивній добавці напруги пристроєм регулювання в порівнянні з номінальними коефіцієнтами трансформації, то можна зробити висновок, що $K_{AT\ B\text{-}C}$ зменшиться, а $K_{AT\ B\text{-}H}$ збільшиться.

При негативній добавці напруги пристроєм РПН - навпаки. Звідси випливає, що при установці пристрою регулювання в нейтралі автотрансформатора відбувається неузгоджене регулювання напруги на шинах обмоток СН і НН, тобто при підвищенні напруги на шинах СН напруга на шинах НН знижується і навпаки. Але споживачі, які підключені до шин СН і НН, розташовані приблизно в однім територіальному районі і їх навантаження змінюються подібно.

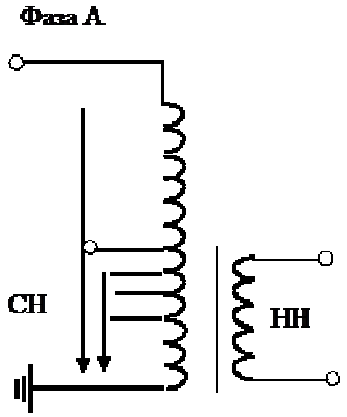


Рисунок 10.4 - Схема РПН автотрансформатора з відгалуженнями з боку СН

Якщо росте споживана потужність на стороні СН автотрансформатора, то росте споживана потужність і на стороні НН. Напругу необхідно збільшувати як на стороні СН, так і на стороні НН автотрансформатора, а зробити це для даної схеми не можна.

На рис. 10.4 показаний автотрансформатор і схема заміщення при наявності пристрою регулювання з боку лінійного виводу обмотки середньої напруги.

$K_{AT\ B\text{-}C} = var$, а $K_{AT\ B\text{-}H} = const$ (не залежить від відгалуження пристрою регулювання). Звідси випливає, що при установці пристрою з боку лінійного виводу обмотки СН автотрансформатора можна регулювати напругу тільки на стороні СН. Якщо до обмотки НН автотрансформатора підключити навантаження, то потрібно вирішувати питання з регулюванням напруги на стороні НН автотрансформатора.

Звичайно для цієї цілі встановлюють ВДА (вольто-додаткові агрегати) або лінійні регулятори.

Триобмоткові трансформатори. Можуть мати РПН із боку обмотки ВН і ПБЗ із боку обмотки СН.

Лінійні регулювальні трансформатори великої потужності виготовляються трифазними, потужністю 16-100МВА з РПН ± 15%, на 6,6-38,6кВ. послідовні регулювальні трансформатори – трифазними потужністю 92 і 240МВА на 150 і 35кВ.

Умовне позначення пристроїв РПН складається з буквених і цифрових знаків. У порядку слідування ці знаки вказують на такі основні ознаки пристроїв:

1. Назва апарата: *РН* - регулятор напруги.
2. Число фаз: *Т* – для трифазних пристроїв, *О* – для однофазних.
3. Вид струмообмежуючого пристрою: *Р* – пристрій з індуктивним опором; *А* – пристрій з активним опором. Відсутність букви означає, що пристрій не має струмообмежуючого опору.
4. Наявність міжфазної ізоляції для трифазного пристрою, з'єднаного у зірку. Цифра 0 через тире вказує на відсутність ізоляції між фазами. Якщо нуль відсутній то ізоляція між фазами присутня.
5. Дробова частина: у чисельнику вказується номінальна напруга, а в знаменнику – номінальний струм РПН.
6. Спосіб комутації розриваючого струму: *А* – розрив дуги у повітрі; *Г* – газі; *В* – вакуумі; *П* – з використанням н/п. Відсутність букви означає гасіння дуги в маслі.
7. Цифра попереду буквеного позначення вказує на кількість пристроїв, що з'єднані одним приводом. В кінці всіх позначень вказується через тире рік затвердження тех.

проекту і ГОСТ.

Наприклад: РНТА-110/1250-74 ГОСТ 17500-72— регулятор напруги (РН), трифазний (Т), з активним струмообмежуючим опором (А), на номінальну напругу 110кВ і струм 1250А, з розриванням і гасінням дуги в маслі (без позначення), виготовлений згідно технічного проекту, затвердженому в 1974 р. за ГОСТ 17500-72.

11. ОСОБЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ ГОЛОВНИХ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

11.1 Основні вимоги і порядок вибору схеми

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є: тип електростанції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

Головна електрична схема значною мірою визначає основні показники електричної частини станції, а також обумовлює характеристики ЕС в цілому: надійність, економічність, ремонтопридатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо. Тому на етапі проектування до головної схеми електричних з'єднань висуваються такі вимоги:

– відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, очікуваним режимам, а також відповідність технологічній схемі;

– простота і наочність, мінімальний об'єм перемикань при зміні режиму, доступність обладнання для ремонту без порушення режиму роботи;

– зручність спорудження електричної частини з врахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;

– можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі;

– достатня, економічно виправдана міра надійності.

Слід враховувати також те, що електрична схема ЕС є частиною схеми енергосистеми. Електроенергія, яка виробляється генераторами, передається через трансформатори та електричні з'єднання головної схеми і надходить в систему через повітряні й кабельні лінії. Тому при виборі головної електричної схеми необхідно враховувати також системні вимоги.

Процес розробки головної електричної схеми можна розділити на такі основні етапи:

- вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми;
- вибір структурної (принципової) схеми;
- вибір доцільного способу обмеження струмів КЗ;
- вибір схем електричних з'єднань РУ на всіх основних напругах;
- розрахунок струмів КЗ і вибір електричних апаратів.

Далі будемо дотримуватися саме такого порядку викладення матеріалу для проектування. Проте це не означає жорстку хронологічну послідовність рішень перерахованих питань.

11.2 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає в виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія, кількості та пропускної здатності ліній на кожній напрузі. Згідно з вихідними умовами видача електроенергії від електростанції може здійснюватись на одній, двох та трьох підвищених напругах.

Одна напруга характерна для пікових ГАЕС. В більшості ж випадків видача потужності ЕС відбувається на двох напругах: 110–220 кВ – в місцевий район навантаження (в радіусі 30–150 км) та 330–750 кВ – в основну мережу енергосистеми або в основні мережі двох напруг (при відсутності живлення місцевого району) – 220–330 та 500–750 кВ.

Видача потужності на трьох напругах може бути прийнята в таких випадках:

1) коли разом з видачею потужності в дві основні мережі енергосистеми (наприклад,

на напруги 330 та 750 кВ) доцільно здійснювати електропостачання місцевого району на більш низькій напрузі (наприклад, 110 кВ);

2) коли від станції, яка видає електроенергію в свою енергосистему і місцевий район на двох напругах (наприклад, 500 та 220 кВ), відходять лінії зв'язку з іншою енергосистемою, що має інші рівні напруги (наприклад, 330 або 750 кВ).

ТЕЦ споруджаються в безпосередній близькості від центрів місцевого навантаження, тому частину енергії, що виробляється, вони можуть видавати на генераторній напрузі (6 або 10 кВ), а частину – в мережі системи на напругах 110 – 220 кВ. При наявності на ТЕЦ блоків потужністю не менше за 100 МВт практично вся електроенергія видається в мережу напругою 110 – 220 кВ.

ГЕС та ГАЕС, як правило, віддалені від центрів споживання електроенергії, тому вся потужність, що виробляється, видається в систему на напрузі 110 кВ і вище. На них проектуються в основному два РУ різних напруг.

При виборі числа та пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ та вище висуваються такі вимоги:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватись видача всієї потужності, яку має електростанція;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження видачі електричної потужності ЕС, але без зупинки блоків.

Для вибору рівнів напруг РУ та числа ліній, що відходять від РУ, можна скористатися даними таблиці 11.1 .

Таблиця 11.1 – Область застосування ліній різної напруги

$U_{ном}$, кВ	Тип лінії	$P_{макс}$, МВт	L, км
6	Повітряна Кабельна	2 3	10 8
10	Повітряна Кабельна	3 5	15 10
35	Повітряна	5-15	60-30
110	Повітряна	25-50	150-50
220	Повітряна	100-200	250-150
330	Повітряна (два проводи)	300-400	300-200
400	Повітряна (три проводи)	500-700	1000-600
500	Повітряна (три проводи)	700-900	1200-800
750	Повітряна (чотири проводи)	1800-2200	2000-1200

11.3 Проектування структурної схеми електростанції

Структурна схема електричної частини електростанції визначає розподіл генераторів між РУ різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РУ (трансформаторні або автотрансформаторі).

Розподіл генераторів між РУ різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги Рвід.

При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РУ однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним. Структурні схеми електростанцій з потужними блоками показані на рис. 11.1. Схема а) застосовується в тому випадку, коли є одна підвищена напруга. При використанні схеми б) потужність блоків, приєднаних до РУ середньої напруги, повинна дорівнювати потужності, яка видається в мережу середньої напруги. Схема в) застосовується при малому навантаженні на середній напрузі – не

більше 15% номінальної потужності генератора. Застосування схеми г) доцільно при відмові від автотрансформаторів зв'язку між РУ на станції з паралельною роботою цих розподільних установок через районні мережі. Зв'язок РУ здійснюється через трансформатори на вузлових підстанціях. При наявності на станції генераторів невеликої потужності (номінальна потужність генераторів не перевищує номінальної потужності обмотки нижчої напруги автотрансформатора зв'язку) можна використати схему з підвищувальними блочними трансформаторами, які служать і для зв'язку РУ.

Структурні схеми ТЕЦ зображені на рис. 11.2. Якщо потужність місцевого навантаження 6 –10кВ не менше 50% встановленої потужності, а потужність агрегатів 30–60МВт, то доцільні схеми а), б). При наявності місцевого навантаження не тільки на генераторній, але й на середній напрузі (35 або 110кВ) структурна схема може бути виконана за варіантом б) (при середній напрузі 110кВ замість трансформатора застосовується автотрансформатор). Якщо потужність місцевого навантаження 30% встановленої потужності генераторів ТЕЦ, то застосовуються схеми в), г). Живлення місцевого навантаження і власних потреб в схемі в здійснюється шляхом розгалужень від генераторів з встановленням реакторів (6–10кВ) або понижувальних трансформаторів (при генераторній напрузі понад 10кВ).

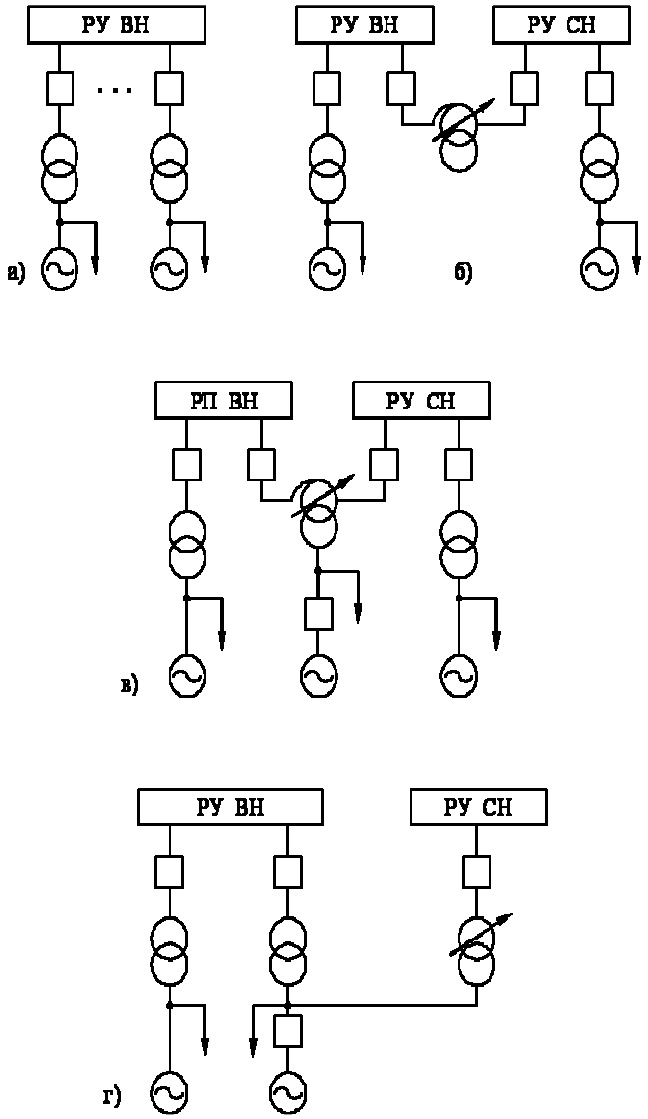


Рисунок 11.1 – Структурні схеми електростанцій з потужними блоками

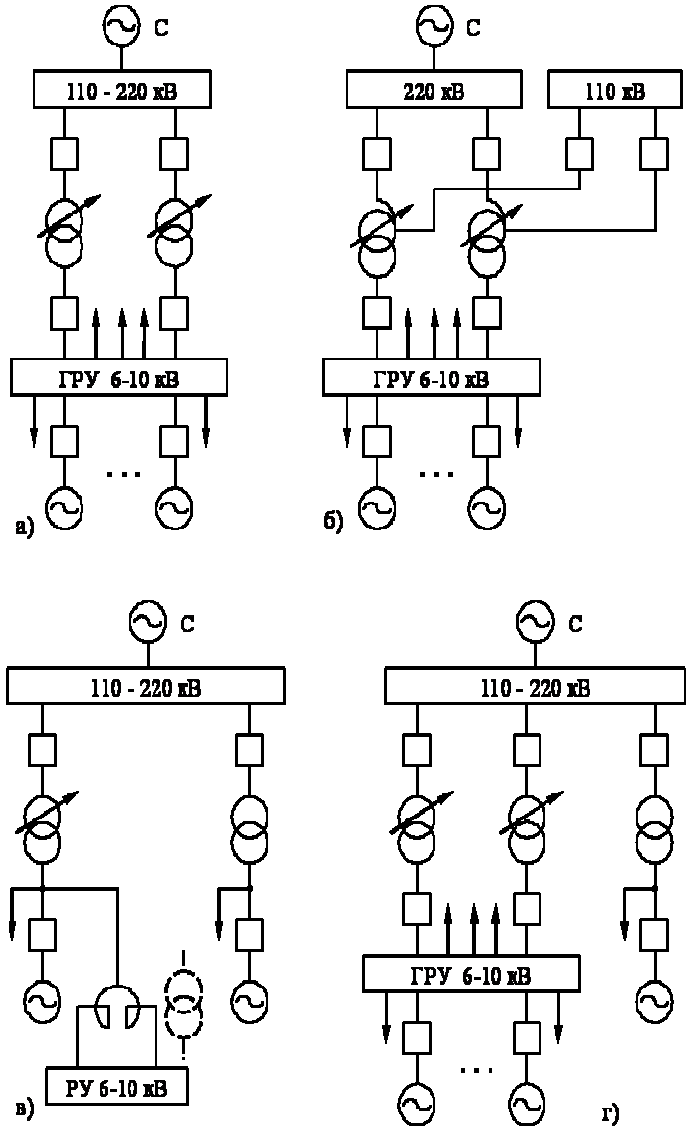


Рисунок 11.2 – Структурні схеми ТЕЦ неблочного (а, б), блочного (в) і змішаного (г) видів

12. КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ В ЕЛЕКТРОУСТАНОВКАХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

12.1 Види, причини і наслідки КЗ

Замикання - всяке випадкове або навмисне, не передбачене нормальним режимом роботи електричне з'єднання різних точок електроустановок між собою або з землею.

Коротке замикання - замикання, при якому струми в вітках електроустановки, що примикають до місця його виникнення, різко зростають, перевищуючи найбільший допустимий струм тривалого режиму.

Коротке замикання на землю - коротке замикання в електроустановці, обумовлене з'єднанням із землею якогось її елемента.

Однією з основних причин порушення нормального режиму роботи окремих елементів системи електропостачання є *коротке замикання*.

При такій події зменшується опір ланцюга, що призводить до збільшення струмів в системі, наслідком чого є зниження напруги в системі. У місці короткого замикання утворюється перехідний опір, обумовлений головним чином опором дуги, який носить активний характер. Найбільші струми будуть при так званому "металевому" замиканні коли перехідний опір може бути прийнято рівним нулю.

Якщо розглядати ідеалізоване коло постійного струму, що містить тільки активні опори, то перехідний процес в такому колі протікає миттєво. Реальна електрична мережа містить елементи, здатні накопичувати електромагнітну енергію, і при короткому замиканні відбувається перерозподіл енергії, в результаті якого миттєве значення струму перехідного процесу може перевищувати стале значення. Так як електромагнітні зусилля, що виникають, пропорційні квадрату миттєвого значення струму, то з'являється необхідність визначення не тільки сталого значення струму, але і струму в процесі переходу від початкового до сталого значень.

Вивчення процесу найпростішого трифазного короткого замикання дозволяє надалі розповсюдити методику на інші види пошкоджень, зокрема поперечної та повздовжньої несиметрії (обрив проводу, відключення однієї фази, ввімкнення в фази неоднакових проводів), а також складних видів пошкоджень.

КЗ виникають в результаті порушення ізоляції електроустановки, що є наслідком різних причин: старіння ізоляції в процесі експлуатації обладнання; перенапруг; прямих ударів блискавки; механічні пошкодження; накиди сторонніх предметів; помилка обслуговуючого персоналу.

Розрізняють симетричні короткі замикання (трифазне та трифазне на землю) і несиметричні короткі замикання (двофазне, двофазне на землю, однофазне).

Симетричне коротке замикання - коротке замикання в електроустановці, при якому всі її фази знаходяться в однакових умовах.

Несиметричне коротке замикання - коротке замикання в електроустановці, при якому одна з її фаз знаходиться в умовах, відмінних від умов інших фаз.

Трифазне коротке замикання - коротке замикання між трьома фазами в трифазній електроенергетичній системі.

Трифазне коротке замикання на землю - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленою нейтраллю силових елементів, при якому із землею з'єднуються три фази.

Двофазне коротке замикання - коротке замикання між двома фазами в трифазній електроенергетичній системі.

Двофазне коротке замикання на землю - коротке замикання на землю в трифазній електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленою нейтраллю силових елементів, при якому із землею з'єднуються дві фази.

Однофазне коротке замикання - коротке замикання на землю в трифазній

електроенергетичній системі з глухо- або ефективно заземленою нейтраллю силових елементів, при якому із землею з'єднується тільки одна фаза.

У трифазних системах можна виділити наступні види коротких замикань:

а) трифазне КЗ – $К^{(3)}$ – симетричне коротке замикання з імовірністю виникнення близько 0,05;

б) двофазне КЗ – $К^{(2)}$ – часто переходить у двофазне КЗ на землю – $К^{(1,1)}$ – несиметричне коротке замикання з імовірностями 0,1 і 0,2 відповідно;

в) однофазне КЗ – $К^{(1)}$ – вид коротких замикань, що найбільш часто зустрічається – імовірність 0,65.

Найбільша кількість КЗ припадає на ЛЕП – 47%; електрична частина електростанцій – 19,1%; на силову частину – 26,2%; інші елементи – 7,7%.

Частота виникнення в мережі певного виду КЗ залежно від рівня напруги:

Вид короткого замикання	Напруга мережі	Частота виникнення
$К^{(1)}$	6-20 кВ	60%
	35 кВ	67%
	110 кВ	83%
	220кВ та вище	90%
$К^{(1,1)}$	6-20 кВ	11%
	35 кВ	7%
	110 кВ	8%
	220кВ та вище	5%
$К^{(2)}$	6-20 кВ	17%
	35 кВ	18%
	110 кВ	5%
	220кВ та вище	3%
$К^{(3)}$	6-20 кВ	11%
	35 кВ	8%
	110 кВ	4%
	220кВ та вище	1%

Наслідками КЗ є:

- недопустиме нагрівання електрообладнання та їх термічне пошкодження;
- виникнення значних механічних зусиль між струмопровідними частинами, що можуть призвести до механічного ушкодження;
- значне зниження напруги і спотворення її симетрії;
- порушення стійкості елементів і режиму СЕП, що призводить до аварійних ситуацій.

Найбільш небезпечні наслідки проявляються в елементах системи, що прилягають до місця виникнення КЗ.

12.2. Режими електроустановок

Провідники та апарати електроустановок, у тому числі РУ електростанцій та підстанцій, повинні задовольняти всі режими функціонування відповідних електроустановок або їх окремих частин (наприклад, приєднань РУ): нормальний, ремонтний, аварійний та післяаварійний.

В нормальному режимі всі елементи електроустановки або тієї її частини, що розглядається, знаходяться в роботі та функціонують відповідно до запланованих для них навантажень та якісних показників. Ремонтний режим зумовлений виведенням обладнання

електроустановки в плановий ремонт. Аварійний режим настає при неочікуваному порушенні (збуренні) нормального режиму. При виборі провідників та апаратів за розрахунковий аварійний режим приймають звичайно режим КЗ. Після відключення КЗ настає післяаварійний режим, коли виконується заміна або відновлювальний ремонт ушкодженого обладнання.

Нормальний, ремонтний та післяаварійний режими відносяться до категорії тривалих робочих режимів, хоча, звичайно, тривалість ремонтного і післяаварійного станів значно менші, ніж нормального режиму. В ремонтному та післяварійному режимах можливі підвищені (обтяжені) навантаження окремих елементів, що резервують обладнання, яке ремонтують, або те, яке відмовило. Такі найбільші тривалі струми будемо називати форсованими струмами ($I_{макс}$). Коротке замикання швидко ліквідовується за допомогою релейного захисту та вимикачів і тому є режимом короткотерміновим.

Сучасна ЕЕС – це сукупність електричних станцій, зв'язаних між собою, а також зі споживачами з допомогою РУ та ліній електропередач різних класів напруги. Системи оснащені відповідними пристроями захисту, автоматики та керування. Струми для таких систем розраховують на ЕОМ. Це потребує розробки та доведення до алгоритмічної формалізації математичних моделей елементів ЕЕС, а в деяких випадках створення на їх основі відповідних розрахункових схем.

При проектуванні електроустановок в складі ЕЕС можуть застосовуватися практичні методи розрахунку струмів КЗ. В цьому випадку система подається своїм еквівалентом, а електроустановка - розгорнутою схемою. Практикою підтверджено, що розрахунок струмів КЗ тоді зводиться до послідовного виконання ряду нескладних обчислювальних процедур. Ми розглянемо саме такий варіант розрахунку струмів КЗ.

12.3 Умови для розрахунку струмів КЗ

12.3.1 Загальні вказівки

КЗ є випадковими подіями. Сукупність параметрів режиму КЗ створює множину ймовірних параметрів.

Параметри електрообладнання мають дискретний характер. Їх сукупність створює множину детермінованих параметрів.

Для перевірки електрообладнання по режиму КЗ треба співставити ймовірні параметри режиму КЗ з детермінованими параметрами електрообладнання. Для можливості такого співставлення ймовірні параметри режиму КЗ перетворюють в умовно детерміновані параметри розрахункових умов КЗ.

Розрахункові умови КЗ (тобто найбільш тяжкі умови для електроустановки) формуються на основі досвіду експлуатації електроустановок, аналізу відмов електрообладнання та наслідків КЗ, використання співвідношень параметрів режиму КЗ, які випливають з теорії перехідних процесів в електроустановках.

Розрахункові умови КЗ визначаються індивідуально для кожного елементу електроустановки. Для однотипних по параметрам та схемі включення елементів електроустановки допускається використовувати аналогічні розрахункові умови.

Згідно ПУЕ [6] допускається не перевіряти по режиму КЗ деякі провідники та електричні апарати, які захищаються плавкими запобіжниками, а також провідники та апарати в колах малопотужних, невідповідальних споживачів, які мають резервування в електричній та технологічній частині. При цьому повинна бути виключена можливість вибуху або пожежі.

12.3.2 Розрахункова схема електроустановки

Для розрахунку струмів КЗ необхідно скласти розрахункову схему. Вона включає в себе всі елементи електроустановки та частини енергосистеми, які до неї примикають, виходячи з умов, передбачених довготривалою роботою електроустановки з перспективою не менше ніж на 5 років після вводу в експлуатацію.

В окремих випадках в розрахункову схему включають не всі елементи електроустановки, якщо при цьому розрахунком доказується можливість існування більш важких розрахункових умов. Наприклад, при вводі в роботу після ремонту однієї з паралельних віток електроустановки.

12.3.3 Розрахунковий вид КЗ

При перевірці електричних апаратів та жорстких провідників разом з опорними конструкціями на електродинамічну стійкість розрахунковим видом КЗ є трифазне КЗ. При цьому в загальному випадку допускається не враховувати механічні коливання шинних конструкцій.

При перевірці гнучких провідників на електродинамічну стійкість (тяжіння, небезпечне зближення та перехльостування провідників) розрахунковим видом КЗ є двохфазне КЗ. Розрахунок на схльостування повинен проводитися з врахуванням конструкції системи гнучких провідників, значення струму КЗ та розрахункової тривалості КЗ.

При перевірці провідників та електричних апаратів на термічну стійкість розрахунковим видом КЗ в загальному випадку є трифазне КЗ. При перевірці на термічну стійкість провідників та апаратів в колах генераторної напруги електростанцій розрахунковим може бути також і двохфазне КЗ, якщо воно обумовлює більше нагрівання провідників та апаратів, ніж трифазне КЗ.

При перевірці електричних апаратів на комутаційну здатність розрахунковим видом КЗ може бути трифазне або однофазне КЗ в залежності від того, при якому виді КЗ струм КЗ буде мати найбільше значення. Якщо для вимикачів задається різна комутаційна здатність при трифазному та однофазному КЗ, то в даному випадку треба робити перевірку окремо по кожному виду КЗ.

12.3.4 Вибір розрахункової точки КЗ

Розрахункова точка КЗ знаходиться безпосередньо з однієї або іншої сторони елемента електроустановки, який розглядається, в залежності від того, коли для нього створюються важкі умови в режимі КЗ. Можливість подвійних КЗ на землю допускається не враховувати.

В закритих розподільчих пристроях провідники та електричні апарати, які розміщені до реактора, перевіряються виходячи з того, що розрахункова точка КЗ знаходиться за реактором, якщо вони відділені від збірних шин розділяючими полицями, а реактор знаходиться в тій же самій будівлі та всі з'єднання від реактора до збірних шин виконані шинами.

При перевірці кабелів на термічну стійкість розрахунковою точкою КЗ є:

для окремих кабелів однієї будівельної довжини – точка КЗ на початку кабелю;

для окремих кабелів зі з'єднаними по всій довжині кабелями різного перерізу – точка КЗ на початку кожної ділянки нового перерізу;

для двох та більше паралельно включених кабелів однієї кабельної лінії – на початку кожного кабелю. Відступ від цих вимог повинен бути обгрунтованим.

12.3.5 Розрахункова тривалість КЗ

При перевірці провідників та електричних апаратів на термічну стійкість в якості розрахункової тривалості КЗ слід приймати суму часу дії струмового захисту (з врахуванням АПВ), який знаходиться найближче до місця КЗ вимикача та повного часу вимикання останнього. При наявності зони нечутливості в основного захисту – по сумі часу дії захисту, який реагує на КЗ в даній зоні та повного часу відключення вимикача.

Струмопроводи та трансформатори струму в колах генераторів потужністю більше 60МВт слід перевіряти на термічну стійкість, При цьому тривалість КЗ визначається як сума часу дії основного захисту (при установці двох основних захистів) або резервного захисту (при установці одного основного захисту) та повного часу спрацювання вимикача на фідері генератора. Комутаційні електричні апарати в колах генераторів потужністю більше 60МВт повинні перевірятись на термічну стійкість як по тривалості дії струму КЗ, яке визначається основним швидкодіючим захистом, так і по часу спрацювання резервного захисту, якщо цей час перевищує номінальне паспортне значення.

При перевірці електричних апаратів на комутаційну спроможність у якості розрахунковою тривалості КЗ слід приймати суму мінімально можливого часу дії релейного захисту даного фідера та власного часу відключення комутаційного апарата.

При перевірці кабелів на стійкість проти горіння при КЗ в якості розрахункової тривалості КЗ слід приймати суму часу дії резервного захисту та повного часу відключення пошкодженого фідера.

12.4. Розрахунок струмів короткого замикання

12.4.1 Призначення і порядок виконання розрахунків

Розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики. Детальніше зупинимося на розв’язанні першої задачі, яка зводяться до вміння визначати струм КЗ, який підтікає до місця пошкодження, а в деяких випадках також розподілу струмів у вітках схеми, які безпосередньо прилягають до нього. При цьому основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш складного режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової здійснюють наближено, допускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в фазі, яка розглядається.

При розв’язанні більшості задач, що зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться:

- вважається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються протягом всього процесу КЗ;
- не враховується насиченість магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і не залежними від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкнутого кола;
- нехтують намагнічувальними струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів коротко замкнуто-го кола на землю;
- вважають, що трифазна система є симетричною;
- вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено;
- при обчисленні струму КЗ звичайно нехтують активним опором кола.

Вказані припущення разом зі спрощенням розрахунків призводять до деякого перебільшення струмів КЗ (похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10 %, що прийнято вважати допустимим).

Розрахунок струмів КЗ виконується в такому порядку:

- для електростанції, яка розглядається, складається розрахункова схема;
- відповідно до розрахункової схеми складається електрична заступна схема;
- шляхом поступового перетворення заступну схему приводять до найбільш простого вигляду таким чином, щоб кожне джерело живлення або група джерел, яка характеризується певним значенням результуючої ЕРС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;
- знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім визначають ударний струм і при необхідності - періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

12.4.2 Розрахункова схема установки

Під розрахунковою схемою розуміють спрощену однолінійну схему електроустановки з вказанням всіх елементів та їх параметрів, які впливають на струм КЗ і тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків (рис. 12.1).

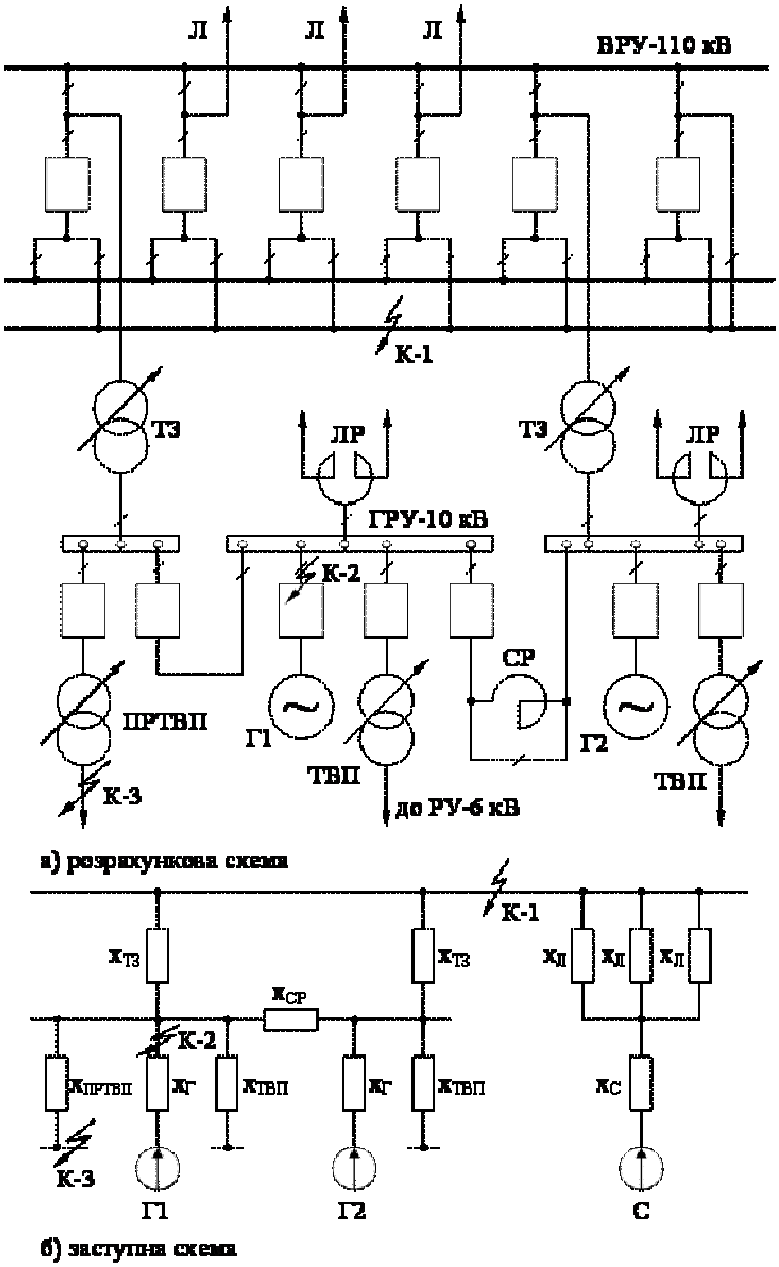


Рисунок 12.1 – До розрахунків струмів КЗ для станції типу ТЕЦ

Для визначення опору елементів мережі на розрахунковій схемі звичайно вказуються їх параметри в іменованих або, в більшості випадків, у відносних одиницях.

З метою спрощення розрахунків для кожного електричного ступеня в розрахунковій схемі замість її дійсної напруги на шинах вказують середню напругу $U_{ср}$, кВ, згідно з такою шкалою: 770; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15. Для генераторів, синхронних компенсаторів та двигунів в розрахунковій схемі необхідно задавати надперехідну ЕРС. Умовно вважають, що всі синхронні машини до КЗ працювали з повним номінальним навантаженням при номінальному коефіцієнті потужності і номінальній напрузі. Крім цього, приймають, що всі синхронні машини обладнані автоматичними регуляторами збудження (АРЗ) і пристроями форсування збудження. Середні значення ЕРС джерел наведені в таблиці 14.1, для генераторів уточнені значення ЕРС можна отримати також з виразу

$$E''_{\Phi} = \sqrt{\left(I_{(0)} \cdot x''_d \cdot \cos\varphi_{(0)}\right)^2 + \left(U_{(0)} + I_{(0)} \cdot x''_d \cdot \sin\varphi_{(0)}\right)^2}, \qquad (12.1)$$

де $U_{(0)}$ і $I_{(0)}$ – відповідно фазна напруга і струм генератора в передуючому КЗ режимі;

$j_{(0)}$ – кут між векторами струму і напруги в тому ж режимі;

x''_d – надперехідний індуктивний опір генератора.

До табл. 12.1 включені відомості про ЕРС двигунного навантаження. Потрібно відмітити, що в розрахунках струмів КЗ навантаження враховується залежно від його положення відносно джерела струму. Навантаження, яке включене безпосередньо біля генераторів (випадок ТЕЦ) і має потужність, що є розмірною з потужністю генераторів, враховується шляхом корекції ЕРС останніх до значення $E''_* = 1$. Потужні навантаження, які включені поблизу місця КЗ, враховуються у вигляді узагальненого джерела зі своїми параметрами $E''_* = 0{,}85$; $X_* = 0{,}35$. Навантаження, віддалені від місця КЗ довгими лініями, ступенями трансформації, зазвичай не враховуються. Окремо враховується вплив двигунного навантаження при КЗ в системі власних потреб (ВП) електростанцій.

Таблиця 12.1 – Значення ЕРС

Джерело	E''_*
Турбогенератор до 100 МВт	1,08
Турбогенератор 100 ... 1000 МВт	1,13
Гідрогенератор з заспокоюючими обмотками	1,13
Гідрогенератор без заспокоюючих обмоток	1,18
Синхронний генератор	1,2
Синхронний двигун	1,1
Асинхронний двигун	0,9

12.4.3 Заступна схема

На розрахунковій схемі електроустановки назначають точки, в яких передбачається КЗ. Потім для вибраної точки КЗ складають еквівалентну електричну заступну схему, яка за вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними (рис. 12.1, б).

Як вже вказувалось, параметри розрахункової схеми можуть бути задані в іменованих або відносних одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях всі опори схеми повинні бути виражені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є

один або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується у відносних одиницях, то необхідно попередньо привести всі опори елементів заступної схеми до одних і тих самих базисних умов. У табл. 12.2 наведені розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів, а в табл. 12.3 – для визначення опорів обмоток трансформаторів.

Таблиця 12.2 – Розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів

Елемент електро-установки	Вихідний параметр	Іменовані одиниці, Ом	Відносні одиниці
Генератор	$S_{ном}$ $x''_{d*ном}$	$x = x''_{d*ном} \cdot \frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x_* = x''_{d*ном} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}$
	$x''_d\%$ $S_{ном}$	$x = \frac{x''_d\%}{100} \cdot \frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x_* = \frac{x''_d\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}$
Енерго-система	$S_к$	$x = \frac{U_б^2}{S_к}$	$x_* = \frac{S_б}{S_к}$
	$I_{ном.відкл.}$	$x = \frac{U_б^2}{\sqrt{3} \cdot I_{ном.відкл} \cdot U_{ср}}$	$x_* = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot I_{ном.відкл} \cdot U_{ср}}$
	$x_{*с.ном}$ $S_{ном}$	$x = x_{*с.ном} \cdot \frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x_* = x_{*с.ном} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}$
Трансфор-матор	x% $S_{ном}$	$x = \frac{x\%}{100} \cdot \frac{U_б^2}{S_{ном}}$	$x = \frac{x\%}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ном}}$
Реактор	$x_р$	$x = x_р \cdot \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x_* = x_р \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}$
Лінія електро-передачі	$x_{пит}$ l	$x = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{U_б^2}{U_{ср}^2}$	$x = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2}$

Примітка. $S_{ном}$ – номінальні потужності елементів, МВА.

Значення опорів, знайдених за формулами табл. 12.2, вказуються в заступній схемі. Кожному опору схеми надається певний номер, який зберігається за ним до кінця розрахунку.

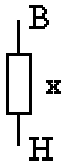
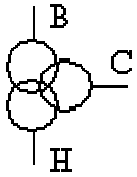
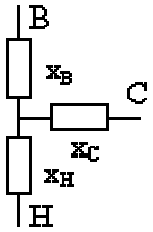
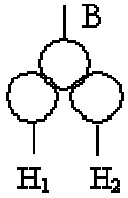
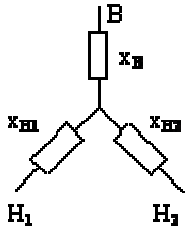
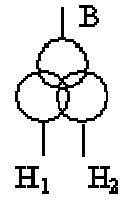
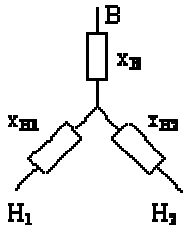
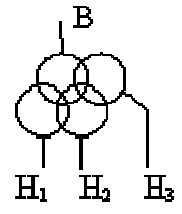
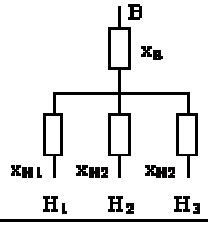
Після того як заступна схема складена і визначені опори всіх елементів, вона перетворюється до найбільш простого вигляду. Перетворення схеми виконується в напрямку від джерела живлення до місця КЗ. При цьому використовуються відомі правила послідовного і паралельного з'єднання опорів, перетворення зірки опорів в трикутник і навпаки, багатокутника в багатопроменеву зірку тощо. Ці правила наведені в табл. 12.5.

У табл. 12.2, 12.3 прийняті такі позначення:

- $S_б$ – базова потужність, МВ×А;
- $S_к$ – потужність КЗ енергосистеми, МВ×А;
- $I_{ном.відкл.}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА;
- $X_{*с,ном}$ – відносний номінальний опір системи;
- x% – відносний опір трансформатора;
- $U_{ср}$ – середня напруга в місці знаходження даного елемента, кВ;
- $x_{пит}$ – питомий індуктивний опір лінії, Ом/км (табл.. 12.4);

- *l* – довжина лінії, км.

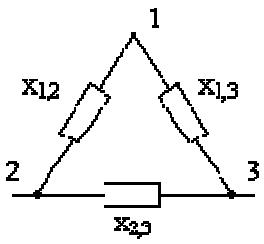
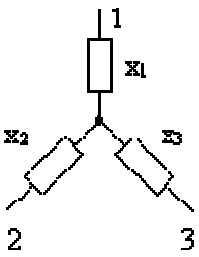
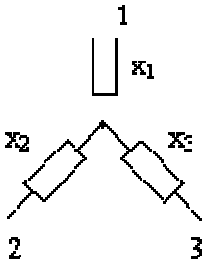
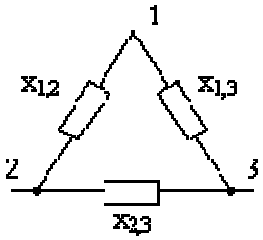
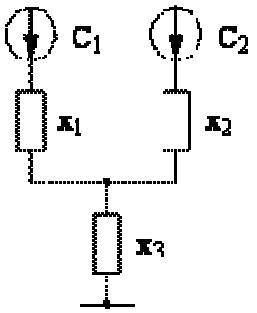
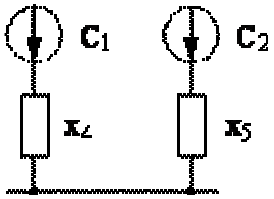
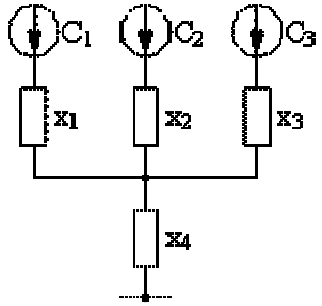
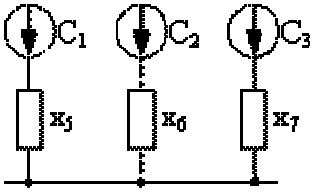
Таблиця 12.3 – Визначення опорів обмоток силових трансформаторів

Найменування	Вихідна схема	Заступна схема	Розрахункові вирази
Двообмотковий трансформатор			$x\% = U_{к\ В\text{-}Н\%}$
Триобмотковий трансформатор, автотрансформатор			$x_В\% = 0,5\ (U_{к\ В\text{-}Н\%}+U_{к\ В\text{-}С\%}-U_{к\ С\text{-}Н\%})$ $x_С\% = 0,5\ (U_{к\ В\text{-}С\%}+U_{к\ С\text{-}Н\%}-U_{к\ В\text{-}Н\%})$ $x_н\% = 0,5\ (U_{к\ В\text{-}Н\%}+U_{к\ С\text{-}Н\%}-U_{к\ В\text{-}С\%})$
Трифазний трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги на дві вітки			$x_В\% = 0,25\ U_{к\ В\text{-}Н\ \%}$ $x_{н1\%} = x_{н2\%} = 1,75U_{к\ В\text{-}Н\%}$
Група двообмоткових однофазних трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги на дві вітки			$x_В\% = 0$ $x_{н1\%} = x_{н2\%} = 2U_{к\ В\text{-}Н\%}$
Група однофазних трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги на три вітки			$x_В\% = 0$ $x_{н1\%} = x_{н2\%} = x_{н2\%} = 3U_{к\ В\text{-}Н\%}$

Таблиця 12.4 – Середні питомі індуктивні опори повітряних і кабельних ліній електропередачі

Тип лінії електропередачі	$X_{пит}$, Ом/км
Одноколовва повітряна лінія:	
6 ... 220 кВ	0,4
220 ... 330 кВ при розщепленні на два проводи в фазі	0,32
400 ... 500 кВ при розщепленні на два проводи в фазі	0,3
750 кВ при розщепленні на чотири проводи в фазі	0,28
Трижильний кабель:	
6 ... 10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильний маслонаповнений кабель 110 ... 220 кВ	0,16

Таблиця 12.5 – Основні формули для перетворення схем

Схема		Формули опорів елементів перетвореної схеми
до перетворення	після перетворення	
		$x_1 = x_{12} \times x_{13}/x_D$ $x_2 = x_{12} \times x_{23}/x_D$ $x_3 = x_{13} \times x_{23}/x_D$ $x_D = x_{12} + x_{23} + x_{13}$
		$x_{12} = x_1 + x_2 + x_1 \times x_2/x_3$ $x_{23} = x_2 + x_3 + x_2 \times x_3/x_1$ $x_{13} = x_1 + x_3 + x_1 \times x_3/x_2$
		$x_4 = x_1 + x_D/x_2$ $x_5 = x_2 + x_D/x_1$ $x_D = x_3 \times (x_1 + x_2)$
		$x_5 = x_1 + x_D /(x_2 \times x_3)$ $x_6 = x_2 + x_D /(x_1 \times x_3)$ $x_7 = x_3 + x_D /(x_2 \times x_2)$ $x_D = x_4 \times(x_1\times x_2 + x_1\times x_3 + x_2\times x_3)$

Визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ за відомою підсумковою заступною схемою не викликає складнощів.

При розрахунку у відносних одиницях

$$I_{по} - \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_б, \tag{12.2}$$

Де E''_* – ЕРС джерела, в.о.;

$x_{рез*}$ – результуючий відносний опір кола КЗ, приведений до базисних умов;

$I_б$ – базовий струм, визначений при заданій величині $S_б$ і при $U_б = U_{ср}$ в місці КЗ.

Базовий струм визначається за формулою:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}.$$

При розрахунках в іменованих одиницях

$$I_{п.о} = \frac{E'_{ср}}{x_{рез}}, \quad (12.3)$$

де $x_{рез}$ – результуючий опір кола КЗ, Ом;

$E''_{ср}$ – ЕРС джерела (фазне значення), приведене до ступеня, на якому розглядається КЗ:

$$E'_{ф} = E''_{дж} \cdot \frac{U_б}{U_{ср.дж}}. \quad (12.4)$$

Деякі особливості має складання заступної схеми і визначення початкового значення струму при КЗ в електричних мережах до 1000В. В цих мережах насамперед потрібно враховувати як індуктивний, так і активний опір елементів кіл, оскільки вони одного порядку.

Параметри заступних схем для установок нижче 1000В зручно подавати в іменованих одиницях. За середні напруги беруть значення з такого ряду: 690; 525; 400; 230; 127 В.

Обчислення початкового значення струму КЗ здійснюють за формулою (12.2), де замість $E''_{ср}$ підставляють значення $\frac{U_{ср}}{\sqrt{3}}$, а замість $x_{рез}$ – значення $z_{рез}$, яке визначають як

$$z_{рез} = \sqrt{(\Sigma r_i)^2 + (\Sigma x_i)^2}. \quad (12.5)$$

Величини r_i та x_i для і-го елемента мережі визначають з використанням відповідних довідникових даних.

12.4.5 Визначення аперіодичної складової струму КЗ

Найбільший практичний інтерес при проектуванні електричної частини станцій та підстанцій, та при виборі електричних апаратів представляє ударний струм короткого замикання.

Ударним струмом КЗ називають найбільше миттєве значення струму. У будь-якому випадку струм КЗ досягає свого найбільшого значення за півперіоду напруги мережі.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_П, \quad (12.6)$$

де k_y – ударний коефіцієнт; $I_П$ – періодична складова струму КЗ.

Фізична суть ударного коефіцієнту – враховує участь аперіодичної складової струму КЗ в утворенні ударного струму. Ударний коефіцієнт залежить від місця КЗ (параметрів мережі):

$$k_y = 1 + e^{-0,01/T_a}; \quad (12.7)$$

$$T_a = \frac{x_{рез}}{314 \cdot r_{рез}}, \quad (12.8)$$

де $r_{рез}$, $x_{рез}$ – еквівалентний активний та індуктивний опір до точки к.з.;

T_a – постійна часу короткозамкнутого кола.

Ударний коефіцієнт змінюється у межах: $1 < k_y < 2$.

Якщо КЗ відбулося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з табл. 12.6.

Таблиця 12.6 – Значення T_a і k_y для сучасних генераторів

Тип генератора	$T_{a.c}$	k_y	Тип генератора	$T_{a.c}$	k_y
Т2-6-2	0,106	1,913	ТВВ-220-2	0,326	1,970
Т2-12-2	0,106	1,913	ТГВ-200	0,545	1,982
ТВС-32	0,249	1,961	ТВВ-320-2	0,368	1,973
ТВФ-60-2	0,245	1,960	ТГВ-300	0,540	1,981
ТВФ-63-2	0,222	1,955	ТВМ-300	0,392	1,975
ТВФ-100-2	0,417	1,976	ТВВ-500-2	0,340	1,971
ТВФ-120-2	0,400	1,975	ТГВ-500	0,478	1,980
ТВВ-160-2	0,267	1,963	ТВВ-800-2	0,330	1,970
ТВВ-165-2	0,410	1,976	ТВВ-1000-2	0,440	1,978
ТВВ-200-2	0,310	1,969	ТВВ-1200-2	0,380	1,973
Гідрогенератори явнополюсні з демпферними обмотками				0,05 ... 0,45	1,82 ... 1,979
Гідрогенератори явнополюсні без демпферних обмоток				0,10 ... 0,50	1,905 ... 1,98

Для спрощення зазвичай не розраховують T_a, а користуються середніми значеннями T_a і k_y, наведеними в табл. 12.7, для характерних точок електричних мереж.

Таблиця 12.7 – Значення постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ і ударного коефіцієнта

Елементи або частини енергосистеми	T_a, с	k_y
1	2..	3
Турбогенератори потужністю		
12 ... 60 МВт	0,16 ... 0,25	1,94 ... 1,955
100 ... 1000 МВт	0,40 ... 0,54	1,975 ... 1,98
Блоки, що складаються з турбогенератора потужністю 60 МВт і трансформатора, при номінальній напрузі генератора		
6,3 кВ	0,20	1,95
10 кВ	0,15	1,935
Блоки, що складаються з турбогенератора і підвищувального трансформатора, при потужності генераторів	0,26	1,955
100 ... 200 МВт	0,32	1,977
300 МВт	0,35	1,983
500 МВт	0,30	1,967
800 МВт		

Продовження таблиці 12.7

1	2	3
Система, зв'язана з шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напругою:		
35 кВ	0,02	1,608
110 ... 150 кВ	0,02 ... 0,03	1,608 ... 1,717
220 ... 330 кВ	0,03 ... 0,04	1,717 ... 1,780
500 ... 750 кВ	0,06 ... 0,08	1,850 ... 1,895
Система, зв'язана зі збірними шинами 6 ... 10 кВ через трансформатори потужністю, МВ×А в одиниці:	0,06 ... 0,15	1,85 ... 1,935
80 і вище	0,05 ... 0,10	1,82 ... 1,904
32 ... 80	0,02 ... 0,05	1,60 ... 1,820
5,6 ... 32		
Вітки, захищені реактором з номінальним струмом:		
1000 А і вище	0,23	1,956
630 А і вище	0,10	1,904
Розподільні мережі напругою 6 ... 10 кВ	0,01	1,369

12.4.6 Визначення струму для заданого моменту часу перехідного процесу КЗ

Значення періодичної та аперіодичної складових струму КЗ для часу t > 0 в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як

$$t = t_{ВВ.відкл} + 0{,}01\text{с}, \tag{12.9}$$

де $t_{ВВ.відкл}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів він не перевищує 0,2с.

Аперіодична складова струму КЗ

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\tau / T_a}. \tag{12.10}$$

При визначенні значень періодичної складової струму КЗ для моментів часу до 0,5с рекомендується метод типових кривих, який справедливий для турбогенераторів потужністю від 12 до 800МВт, гідрогенераторів потужністю до 500МВт і всіх крупних синхронних компенсаторів.

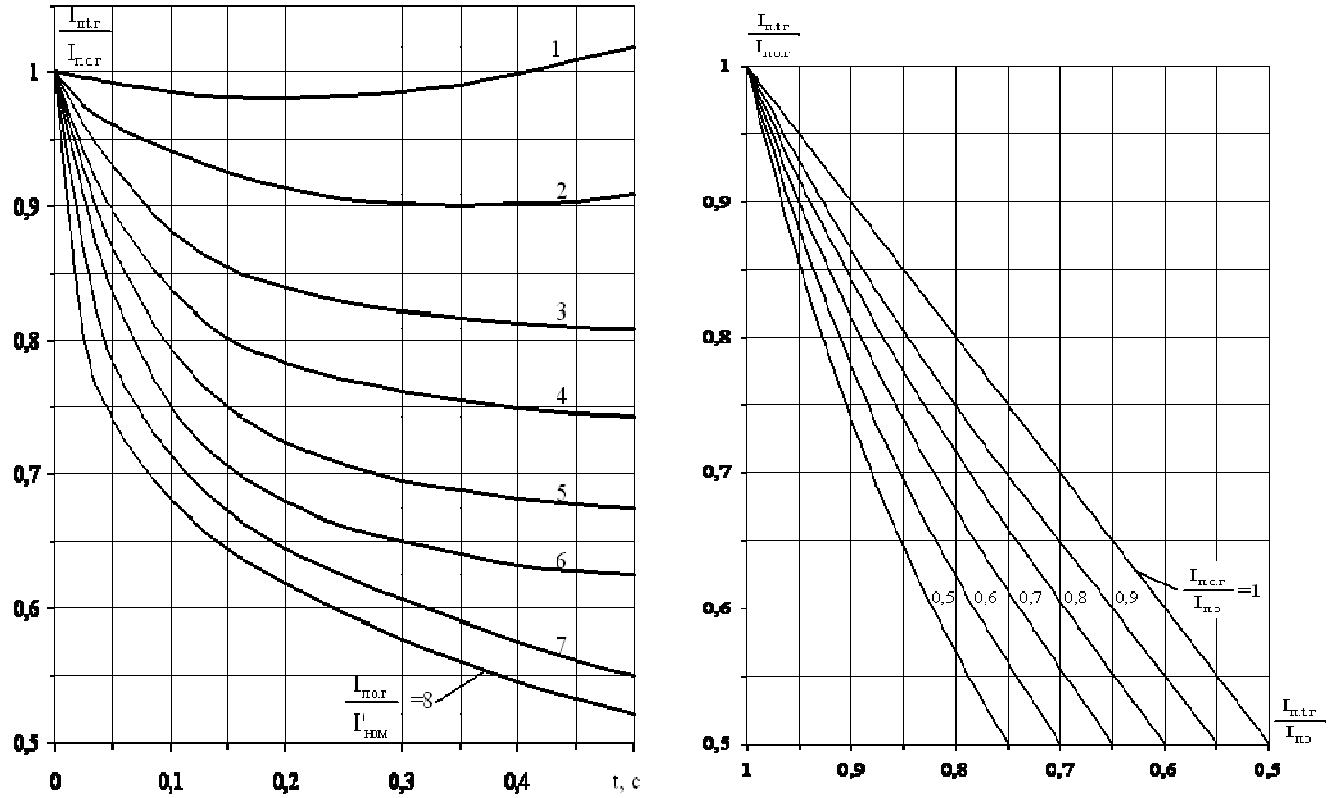
Цей метод оснований на використанні типових кривих, які характеризують зміну в часі відношення діючих значень періодичної складової струму КЗ від генератора у довільний момент часу ($I_{п,t,г}$) і в початковий момент КЗ ($I_{п,0,г}$) при різних віддаленнях точки КЗ. Останні характеризуються відношенням $\frac{I_{п,0,г}}{I'_{ном}}$, де $I'_{ном}$ – номінальний струм генератора, приведений до того ступеня напруги, де знаходиться точка КЗ. Цей струм визначається за формулою

$$I'_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos\varphi_{ном}}, \tag{12.11}$$

де $P_{ном}$ і $\cos\varphi_{ном}$ – номінальне значення потужності, МВт, і коефіцієнта потужності генератора, відповідно;

$U_{ср}$ – середня напруга того ступеня, на якому знаходиться точка КЗ.

Типові криві $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}} = f(t)$ при різних значеннях відношення $\frac{I_{n,o,г}}{I'_{ном}}$ наведені на рис. 12.2, а).



а) б)

Рисунок 12.2 – Типові криві для визначення значень періодичної складової струму КЗ: а) криві $I_{п.t.г}/I_{п.о.г} = f(t)$; б) криві $I_{п.t.г}/I_{п.о.г} = f(I_{п.t}/I_{п.о})$

При значенні відношення $\frac{I_{n,o,г}}{I'_{ном}}$, яке менше за одиницю, можна вважати $I_{п,t,г} = I_{п,о,г} =$ const (віддалена точка).

Якщо розрахункова схема має один генератор (або декілька однотипних генераторів, які знаходяться в однакових умовах відносно точки КЗ), то розрахунок струму КЗ в довільний момент часу з використанням методу типових кривих доцільно здійснювати в такому порядку:

1) визначити початкові значення періодичної складової струму в місці КЗ від генератора (або групи генераторів) і знайти відношення $\frac{I_{n,o,г}}{I'_{ном}}$. При наявності декількох однотипних генераторів в (12.9) замість $P_{ном}$ потрібно підставити сумарну потужність всіх генераторів;

2) за кривою $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}} = f(t)$, відповідній знайденому значенню відношення $\frac{I_{n,o,г}}{I'_{ном}}$, для потрібного моменту часу t = t знайти відношення струмів $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}}$;

3) за знайденими в п. 1 і 2 значеннями $I_{п.о.г}$ та $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}}$ визначити діюче значення періодичної складової струму КЗ від генератора або групи генераторів в момент часу t = t.

Метод типових кривих доцільно застосовувати у тих випадках, коли точка КЗ знаходиться біля виводів або на невеликій електричній віддаленості від них, наприклад за трансформаторами зв'язку електростанції з енергосистемою. Всі генератори, які значно віддалені від точки КЗ, і решту частини енергосистеми необхідно замінювати одним джерелом і вважати напругу на його шинах незмінною за амплітудою. Якщо таке джерело ("система") зв'язане з точкою КЗ безпосередньо, тобто незалежно від генераторів, розташованих поблизу місця КЗ, то діюче значення періодичної складової струму від енергосистеми при трифазному КЗ для будь-якого моменту часу можна вважати рівним $I_{п.t} = I_{п.о} = const$.

Коли генератори і система зв'язані з точкою КЗ загальним опором $X_н$ (рис. 12.2), то періодичну складову струму в місці КЗ в будь-який момент часу t можна знайти, використовуючи разом типові криві і криві $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}} = f\left(\frac{I_{n.t.}}{I_{n,o}}\right)$, де $\frac{I_{n.t.}}{I_{n,o}}$ – початкове значення періодичної складової струму в місці КЗ (сумарне значення від генераторів і системи).

Криві $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}} = f\left(\frac{I_{n.t.}}{I_{n,o}}\right)$ представлені на рис. 12.2, б. Вони побудовані для різних значень відношення $\frac{I_{n.0.г}}{I_{n,0}}$.

У розглянутих випадках розрахунок періодичної складової струму КЗ в будь-який момент часу доцільно вести в такому порядку:

1) скласти заступну схему для визначення початкових значень періодичних складових струмів і шляхом її перетворення знайти результуючий опір віток генераторів $x_г$ та системи $x_с$ до вузлової точки М (рис. 12.3), а також загальний опір $x_к$;

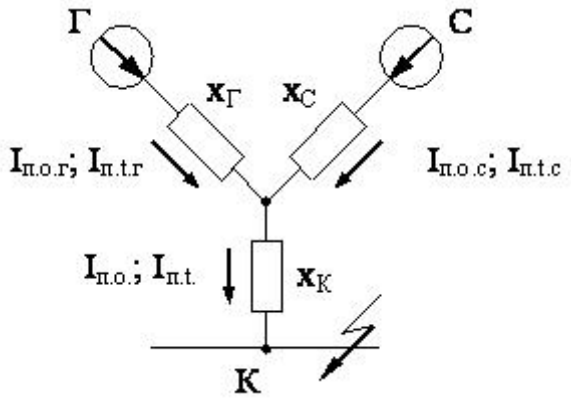


Рисунок 12.3 – До визначення затухання періодичної складової струму КЗ у зв'язаних колах

2) визначити початкові значення періодичних складових струмів в місці КЗ: сумарного $I_{п.о}$ і вітки генератора $I_{п.о.г}$, і за ними, використовуючи формулу (12.11), знайти відношення $\frac{I_{n,o,г}}{I'_{ном}}$ і $\frac{I_{n.0.г}}{I_{n,0}}$;

3) за кривою $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}} = f(t)$, яка відповідає знайденому в п. 2 значенню $\frac{I_{n,o,г}}{I'_{ном}}$, для потрібного моменту часу знайти відношенні $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}}$ і за цим відношенням, використовуючи криву $\frac{I_{n.t.г}}{I_{n,o,г}} = f\left(\frac{I_{n.t.}}{I_{n,o}}\right)$, відповідну знайденому відношенню $\frac{I_{n.0.г}}{I_{n,0}}$, визначити значення $\frac{I_{n.t}}{I_{n,0}}$;

4) за відомими значеннями $I_{n.0}$ та $\frac{I_{n.t}}{I_{n,0}}$ визначити діюче значення періодичної складової струму в точці КЗ в момент часу t.

12.4.7 Особливості розрахунку струмів КЗ в мережах напругою до 1кВ

В електроустановках змінного струму напругою до 1кВ розрахунок струмів КЗ виконують з метою перевірки комутаційних апаратів та струмопроводів на динамічну стійкість, перевірки чутливості та селективності дії захисту.

При напрузі до 1кВ навіть незначний опір суттєво впливає на струм КЗ Тому при розрахунках необхідно враховувати усі активні та індуктивні опори короткозамкнутого кола, включаючи активні опори контактних з'єднань та опір електричної дуги.

Якщо електрична мережа напругою до 1кВ живиться через знижувальний трансформатор від енергосистеми та біля місця КЗ знаходяться синхронні та асинхронні двигуни, то початкове діюче значення періодичної складової визначають з врахуванням струмів електричних машин.

Допускається не враховувати вплив двигунів, якщо їх сумарний номінальний струм не перевищує 1% початкового значення періодичної складової струму у місці КЗ [4].

Розрахунок струмів КЗ можна проводити в іменованих одиницях. Параметри елементів розрахункової схеми приводять до ступеню напруги мережі, на якому розглядається точка КЗ. Активні та індуктивні опори елементів схеми заміщення доцільно виражати в *мОм*.

При розрахунку струмів КЗ в електроустановках, що живляться від мережі енергосистеми, можна вважати, що знижувальні трансформатори підключені до джерела з нескінченною потужністю.

12.5 Електродинамічна дія струмів КЗ

12.5.1 Загальні відомості

Струми КЗ викликають термічну та електродинамічну дію і супроводжуються різким зниженням напруги в електромережі. Струми КЗ можуть перегріти частини, що проводять струм, і розплавити дроти (температура до 20000^0С). Протікання по провіднику тривалого допустимого струму силою (I) пов'язане з виділенням тепла Q (Дж) і кількісно визначається законом Ленца-Джоуля:

$$Q = I^2 R\tau \qquad (12.12)$$

де I – сила тривалого допустимого струму, А;

R – активний опір, Ом;

t - час, с.

Час проходження струму КЗ не перевищує декількох секунд або навіть долі секунди і залежить від апаратів захисту (плавких запобіжників, автоматичних вимикачів тощо). При проходженні струму КЗ, сила якого перевищує допустимий струм, температура нагріву

дроту різко підвищується і може досягнути небезпечних значень (не враховується відвід тепла в навколишнє середовище, оскільки час проходження струму малий, а все виділене в провіднику тепло йде на його нагрівання).

Два провідники, по яких проходить електричний струм, взаємодіють один з одним. Напрям сили взаємодії визначається напрямом струму в провідниках. При однаковому напрямі струму електродинамічні сили притягують провідники, при різних – відштовхують. При КЗ в мережі можуть виникати струми, що в десятки і сотні разів перевищують номінальні, тому електродинамічні сили прагнуть деформувати провідники та ізолюючі частини, на яких вони кріпляться.

КЗ супроводжується різким зниженням напруги в електромережах. В результаті виникає частковий або повний розлад електропостачання споживачів.

Профілактика КЗ передбачає такі заходи:

· правильний вибір, монтаж і експлуатація електричних мереж, електрообладнання;

· правильний вибір конструкції електрообладнання, способу встановлення і класу ізоляції;

· електричний захист електричних мереж, електрообладнання (швидкодіючі реле, автоматичні вимикачі, запобіжники).

12.5.2 Електродинамічні сили в електроустановках

Електродинамічна сила взаємодії між двома паралельними провідниками довільного перерізу через які протікають струми визначається наступним чином:

$$F = 2,04 \cdot i_1 \cdot i_2 \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, \text{ [Н]}, \qquad (12.13)$$

де a – відстань між осями провідників, м; i_1, i_2 – струми у провідниках, А; l – довжина провідників, м; k_ϕ – коефіцієнт форми провідників.

Струми, які протікають у провідниках утворюють силу, яка рівномірно розподіляється уздовж провідників. У практичних розрахунках цю силу заміняють результуючою, зосередженою посередині провідника.

При однакових напрямках струмів у провідниках вони притягуються, а при різних – відштовхуються.

Коефіцієнт форми k_ϕ залежить від форми провідників та їх взаємного розміщення. Для круглих та трубчастих провідників $k_\phi = 1$, для провідників інших форм перерізу можна вважати приймати $k_\phi = 1$ у тих випадках, коли переріз провідників малий у порівнянні з відстанню між ними. У всіх інших випадках $k_\phi \neq 1$ і визначається по спеціальним таблицям.

Сила взаємодії між паралельними провідниками при двофазному струмі КЗ визначається наступним чином:

$$F^{(2)} = 2,04 \cdot i_y^{(2)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, \qquad (12.14)$$

де $i_y^{(2)}$ – ударний струм при двофазному КЗ

При трифазному КЗ

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot i_y^{(3)2} \cdot \frac{l}{a} \cdot k_\phi \cdot 10^{-7}, \qquad (12.15)$$

де $i_y^{(3)}$ – ударний струм при трифазному КЗ

Найбільші електродинамічні зусилля виникають при трифазних КЗ.

При виборі комутаційних апаратів повинна бути дотримана наступна умова:

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)}, \tag{12.16}$$

де $i_{дин}$ – динамічна стійкість комутаційного апарату.

12.5.3 Перевірка шинних конструкцій на електродинамічну стійкість

Перевірка електродинамічної стійкості шинних конструкцій при КЗ полягає в розрахунку максимальної механічної напруги в матеріалі $\sigma_{\max}$ і максимального навантаження на ізолятори $F_{\max}$ і порівнянні отриманих значень з допустимими.

Шинна конструкція має електродинамічну стійкість, якщо виконуються наступні умови:

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{доп.}, \tag{12.17}$$

$$F_{\max} \leq F_{доп.}, \tag{12.18}$$

де $\sigma_{доп.}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин; $F_{доп.}$ – допустиме механічне навантаження на ізолятори.

Механічна напруга в матеріалі шин виникає при дії вигинаючого моменту при КЗ:

$$\sigma_{\max} = \frac{F \cdot l}{10 \cdot W}, \text{ [МПа]} \tag{12.19}$$

де l – відстань між опорними ізоляторами шинної конструкції, м; W – момент опору шини відносно осі перпендикулярної дії механічного зусилля, [см^3]; F – максимальна сила, що виникає в шині при КЗ (при 2-х або 3-х фазному КЗ), [Н].

Момент опору перерізу шинної конструкції залежить від розмірів і способу розміщення шин. Формули для визначення моменту опору деяких типів шинних конструкцій приведені в таблиці 12.8.

Допустиме механічне навантаження на ізолятор з урахування коефіцієнту запасу міцності визначається наступною залежністю:

$$F_{доп.} = 0,6 \cdot F_{разр.}, \tag{12.20}$$

де $F_{разр.}$ – мінімальне руйнівне навантаження ізолятора (приводиться в довідниках).

При перевірці ізоляторів на механічну міцність слід приймати:

– для опорних ізоляторів

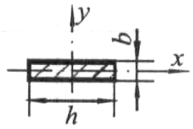
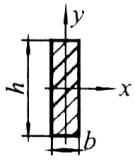
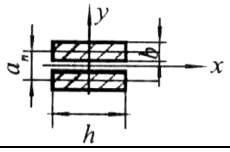
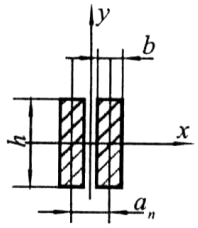
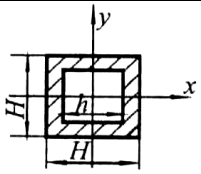
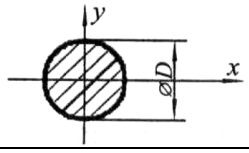
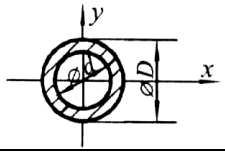
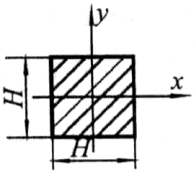
$$F_{\max} = F^{(3)} \cdot k_h, \tag{12.21}$$

– для прохідних

$$F_{\max} = 0,5 \cdot F^{(3)} \cdot k_h, \tag{12.22}$$

де k_h – коефіцієнт, що враховує поправку на висоту шини, якщо вона розміщена “на ребро”.

Таблиця 12.8 – Формули для визначення моменту опору шинних конструкцій

Переріз шин	W, см^3
	$W_y = \frac{b \cdot h^2}{6}$
	$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{6}$
	$W_y = \frac{b \cdot h^2}{3}$
	$W_y = \frac{b^2 \cdot h}{3}$
	$W_y = \frac{H^2 - h^2}{6 \cdot H}$
	$W_y = \frac{\pi \cdot d^3}{32}$
	$W_y = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$
	$W_y = \frac{H^3}{6}$

Таблиця 12.9 – Допустима механічна напруга в матеріалі шин

Матеріал	Марка	$\sigma_{доп.}$, МПа
Алюміній	А0, А1	70
Алюмінієвий сплав	АД31Т, АД31Т1	90
Мідь	МГМ, МГТ	140
Сталь	Ст.3	160

Коефіцієнт, що враховує поправку на висоту шини, якщо вона розміщена “на ребро”:

$$k_h = \frac{H}{H_{из.}}, \tag{12.23}$$

$$H = H_{из.} + b + \frac{h}{2}. \tag{12.24}$$

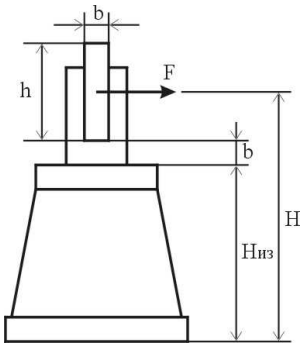


Рисунок 12.4 – Розміщення шинної конструкції “на ребро”.

12.6 Термічна дія струмів КЗ

12.6.1 Перевірка струмоведучих частин на терміну стійкість

При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається до температури, яка перевищує номінальну робочу температуру. Тривалість протікання струму КЗ зазвичай невелика, тому вважається, що практично все тепло йде на нагрівання провідника, невстигаючи передаватися в навколишнє середовище. Проте, в силу того, що струми КЗ набагато перевищують номінальні струми, провідник може нагрітися до недопустимої температури за досить короткий проміжок часу. У зв’язку з цим при виборі струмоведучих частин необхідно перевіряти їх термічну стійкість.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура нагріву:

$$\theta_{к.з.} \le \theta_{доп.}, \tag{12.25}$$

де $\theta_{доп.}$ – максимальна допустима температура нагріву струмоведучих частин електроустановки; $\theta_{к.з.}$ – температура нагріву провідника струмом КЗ в момент відключення протиаварійної автоматики.

Зазвичай температура нагріву провідника в момент відключення КЗ визначається по спеціальним залежностям нагріву провідника θ від величини питомого теплового імпульсу A_θ. Такі залежності для жорстких шин, кабелів та провідників деяких марок приведені на рисунку 12.5, а для провідників інших марок – на рисунку 12.6.

Для визначення температури нагріву провідника струмом КЗ необхідно:

- знаючи початкову температуру нагріву провідника до КЗ $\theta_н$ по відповідній кривій (рисунок 12.5 або рисунок 12.3) визначити початкове значення питомого теплового імпульсу $A_н$;
- визначити значення інтеграла Джоуля B_K при розрахункових умовах КЗ:

$$B_K = I_П^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \tag{12.26}$$

де $I_{П}$ – величина періодичної складової струму КЗ;

$t_{откл.}$ – час відключення КЗ;

$$t_{откл.} = t_{РЗ} + t_{В}, \tag{12.27}$$

де $t_{РЗ}$ – час спрацювання релейного захисту; $t_{В}$ – повний час відключення вимикача, що вимикає КЗ;

– визначити величину питомого теплового імпульсу, що відповідає кінцевій температурі нагріву:

$$A_{к} = A_{н} + \frac{B_{К}}{S^2}, \tag{12.28}$$

де S – переріз провідника (для сталеалюмінієвих провідників – переріз алюмінієвої частини);

– по величині $A_{к}$, використовуючи відповідну криву, визначити кінцеву температуру нагріву провідника $\theta_{к}$.

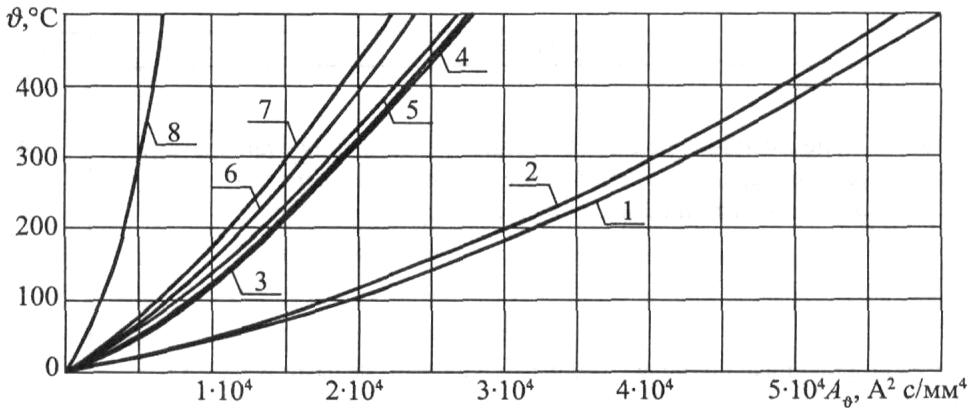


Рисунок 12.5 – Криві для визначення температури нагріву провідників із різних матеріалів при КЗ. Матеріали провідників: 1-ММ; 2-МТ; 3-АМ; 4-АТ; 5-АДО, АСТ; 6-АД31Т1; 7-АД31Т; 8-Ст.3

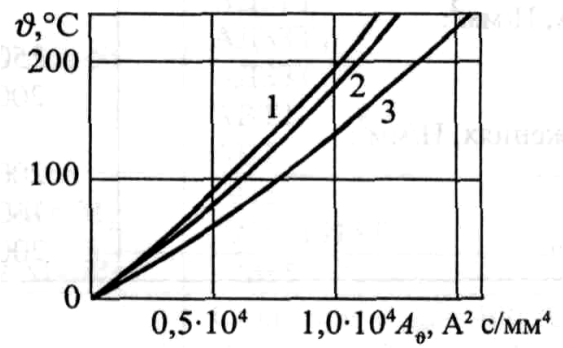


Рисунок 12.6 – Криві для визначення температури нагріву провідників при КЗ. Матеріали провідників: 1-сплави АЖ і АЖКП; 2-сплави АН і АНКП; 3-алюміній марок А, АКП, АпКП і сталеалюміній марок АС, АСКП, АСКС, АСК, АпС, АпСКС, АпСК

Максимально допустимі температури нагріву різних провідників наводяться в довідниках.

Таблиця 12.10 – Гранично допустимі температури нагріву провідників при КЗ

Вид провідника	$\theta_{доп.}$, °С
Шини алюмінієві	200
Шини мідні	300
Шині стальні, що не мають безпосереднього з'єднання з апаратами	400
Шині стальні при безпосередньому з'єднанні з апаратами	300
Кабелі з ізоляцією із просоченого паперу на напругу, кВ – 1 – 6-10 – 20-35 – 110-220	 250 200 130 125
Кабелі та ізольовані провідники з мідними та алюмінієвими жилами з ізоляцією із: – полівінілхлоридного поастику – резини – поліетилена (до 35кВ) – вулканізованого (зшитого) поліетилену (до 35кВ)	 160 160 130 250
Мідні неізольовані провідники при тяжіннях, Н/мм^2: – менше 20 – 20 та більше	 250 200
Алюмінієві неізольовані провідники при тяжіннях, Н/мм^2: – менше 10 – 10 та більше	 200 160
Алюмінієва частина сталеалюмінієвих провідників	200

Якщо при виборі перерізу провідника визначальною умовою є його термічна стійкість при КЗ, то в даному випадку слід вибрати мінімальний переріз провідника, при якому його температура нагріву до моменту відключення КЗ виявляється менше гранично допустимої температури або рівною їй.

Для визначення $S_{\min}$ необхідно:

– визначити інтеграл Джоуля B_K;

– знаючи початкову температуру $\theta_н$, та гранично допустиму температуру при КЗ $\theta_{доп.}$ (таблиця 16.3) по відповідній кривій (рисунок 13.2 або рисунок 13.3) визначаються величини A_H та $A_{к.доп.}$;

– розраховується величина $S_{\min}$:

$$S_{\min} = \sqrt{\frac{B_K}{A_{к.доп.} - A_H}}; \qquad (12.29)$$

Використовуючи шкалу стандартних перерізів провідників шин або жил кабелів вибирають переріз провідника, що відповідає умові:

$$S \geq S_{\min}. \tag{12.30}$$

У випадках, коли навантаження провідника до КЗ наближається до гранично допустимого, мінімальний переріз, що відповідає умові термічної стійкості слід визначати наступним чином:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \tag{12.31}$$

$$C_T = \sqrt{A_{к.доп.} - A_{ном}}, \tag{12.32}$$

де $A_{ном}$ – величина питомого теплового імпульсу при номінальній температурі нагріву провідника в нормальному режимі.

Значення параметрів C_T для жорстких шин, кабелів, проводів наводяться у довідниках.

12.6.2 Перевірка комутаційних апаратів на термічну стійкість

При виборі електричних апаратів зазвичай не потрібно визначати температуру нагріву струмоведучих частин, оскільки у довідниках приводиться величина граничного теплового імпульсу (інтеграла Джоуля) B_K. Електричний апарат задовольняє умові термічної стійкості, якщо виконується нерівність:

$$B_K \leq B_{T.доп.}. \tag{12.33}$$

Для комутаційних апаратів (вимикачів потужності, вимикачів навантаження, роз'єднувачів і т.д.) допустиме значення інтегралу Джоуля залежить не тільки від вказаного заводом-виробником струму термічної стійкості I_T перевіряємого апарату, а і від співвідношення між розрахунковою тривалістю к.з. $t_{откл.}$ та гранично допустимим часом дії струму термічної стійкості t_T (приводиться у довідниках).

Якщо $t_{откл.} \geq t_T$ допустиме значення теплового імпульсу визначається наступним чином:

$$B_{T.доп.} = I_T^2 \cdot t_T, \tag{12.34}$$

якщо $t_{откл.} \leq t_T$, то допустиме значення теплового імпульсу:

$$B_{T.доп.} = I_T^2 \cdot t_{откл.}. \tag{12.35}$$

Перевірку електричних апаратів на термічну стійкість при КЗ допускається проводити також шляхом порівняння еквівалентного термічного струму КЗ $I_{T.екв.}$ з допустимим струмом термічної стійкості $I_{T.доп.}$:

$$I_{T.екв.} \leq I_{T.доп.}. \tag{12.36}$$

При $t_{откл.} \geq t_T$:

$$I_{T.екв.} \leq I_T \cdot \sqrt{\frac{t_T}{t_{откл.}}}, \tag{12.37}$$

а в іншому випадку:

$$I_{T.екв.} \leq I_T. \tag{12.38}$$

12.7 Методи обмеження струмів короткого замикання

Великий рівень струмів к.з. призводить до подорожчання РП ЕС і ПС та розподільної мережі, так як потребує установки потужних, дорогих вимикачів та прокладки термічно-стійких кабелів великих перерізів, підвищує вимоги до динамічної стійкості шин та апаратів. Тому розроблений комплекс заходів, які дають можливість регулювати рівні струмів КЗ, обмежувати їх в електроустановках.

Найбільш поширеними методами обмеження струмів КЗ є:

- секціонування електричних мереж;
- установка струмообмежуючих реакторів (індивідуальних, групових, групових-здвоєних);
- широке застосування трансформаторів з розщепленими обмотками низької напруги;
- застосування трансформаторів з підвищеним значенням напруги к.з.;
- роздільна робота генераторів, трансформаторів.

Вибір методу обмежень струмів к.з. визначається місцевими умовами установки та повинен бути підкріплений техніко-економічним розрахунком.

Взагалі обмеження струмів к.з. досягається збільшенням опору кола к.з.. Обмеження струмів к.з. підвищує надійність роботи пристроїв, зменшує ймовірність пошкодження електрообладнання при к.з., дає можливість використовувати більш просте і дешеве електрообладнання (апарати, струмоведучі частини).

Роздільна робота трансформаторів (рис.12.7).

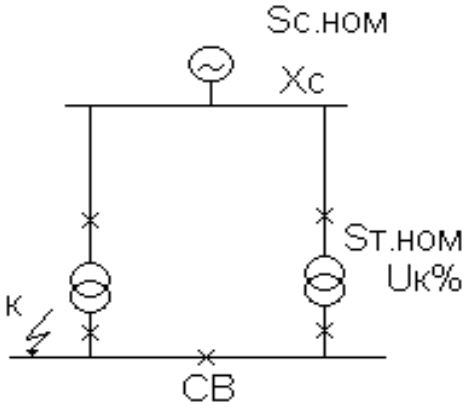


Рис. 12.7 - Роздільна робота трансформаторів

Роздільна робота дає можливість суттєво знизити рівні струмів к.з. на станціях. Але при роздільній роботі схема стає менш маневреною. На секціях можуть бути різні рівні напруги. Це не бажано з точки зору електропостачання споживачів. Обладнання може завантажуватися не найкращим чином, у зв'язку з чим зростають втрати потужності по мережі. Тому роздільну роботу застосовують тільки на потужних станціях з агрегатами 100 МВт та вище.

На вторинній стороні п/ст. обмеження струмів к.з. здійснюється при роздільній роботі трансформаторів за рахунок зменшення розрахункового опору кола к.з.

1) $Хроз = Хс + (Uк\%/2 \cdot 100) \cdot (Sс.ном/Sт.ном)$

2) $Хроз = Хс + (Uк\%/100) \cdot (Sс.ном/Sт.ном)$

Струм к.з. в точці К при роздільній роботі трансформаторів буде в 2 рази менший. Але цей спосіб не завжди доцільний. Наприклад, на потужних підстанціях на вторинній напрузі яких встановлені синхронні компенсатори, ускладнена роздільна робота

трансформаторів із-за умови видачі в мережу реактивної потужності, яка виробляється компенсаторами.

Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками (рис.12.8).

Трансформатор з розщепленими обмотками – це багатообмотковий трансформатор, в якому дві чи більше обмоток розраховані на одну напругу та використовуються для приєднання до різних секцій збірних шин підстанції. Обидва кола розщепленої обмотки розраховуються на однакову потужність (на 50% номінальної потужності трансформатора) і мають однакові опори. При потужності понижуючого трансформатора 25 МВ·А та вище застосовують розщеплення обмотки низької напруги. Це дає можливість збільшити опір трансформатора в режимі к.з. приблизно в два рази, порівняно з трансформатором без розщепленої обмотки. На рис.12.8 секційний вимикач (СВ) нормально вимкнутий і генератори Г1 і Г2 працюють паралельно через трансформатор з розщепленими обмотками. При відключенні одного з генераторів секційний вимикач повинен бути увімкнутим, щоб секція шин першого генератора живилась від другого генератора. Це дає можливість уникнути перетоку потужності через розщеплені кола обмоток низької напруги трансформатора, що спонукає до значних втрат напруги та енергії.

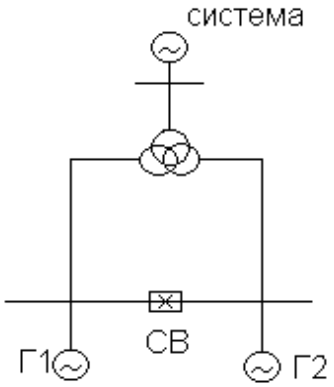


Рис. 12.8 - Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками

Застосування реакторів.

Струмообмежуючі реактори призначені для обмежень рівня струму к.з. та для підтримки на непошкоджених частинах електроустановки достатньо високого рівня залишкової напруги (бажано, щоб Uзал = 0,6Uн). При цьому зберігається стійкість роботи генераторів та двигунів споживачів. Основна сфера використання реакторів - електричні мережі напругою 6…10 кВ. Інколи струмообмежувальні реактори використовуються в устаткуванні на 35кВ і вище (110…500 кВ), а також при напругах, нижчих за 1000 В.

Реактор виготовляється у вигляді індуктивної котушки без осердя з магнітного матеріалу. Завдяки цьому від має сталий індуктивний опір, що не залежить від струму, який протікає. Реактори на напругу до 35 кВ (для встановлення в закритих приміщеннях) виконуються у вигляді котушок, витки яких закріплені в бетонних колонах, а на 35 кВ і вище — у вигляді котушок поміщених в сталеві баки, що заповнені трансформаторною оливою.

Основні технічні параметри електричного реактора — номінальна напруга та струм і відносний індуктивний опір (процентне відношення падіння напруги на реакторі при номінальному струмі до номінальної фазної напруги мережі).

Для потужних і відповідальних ліній застосовується індивідуальне реактування (лінійний реактор). Коли через реактор живиться група ліній, його називають груповим реактором. Реактор, що вмикається між секціями розподільних пристроїв, називають секційним реактором

.

Секційні реактори (рис. 12.9) обмежують струм КЗ в зоні збірних шин, приєднань генераторів, трансформаторів, тому їх опори повинні бути достатніми для обмеження струму КЗ до значень, які потрібні для встановлення вимикачів.

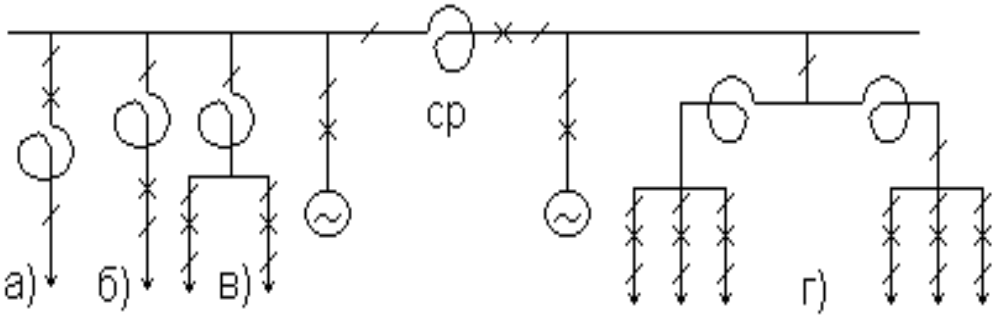


Рис. 12.9 - Схеми включення реакторів

За умовами роботи секційні й лінійні реактори мають суттєву різницю. У нормальному режимі перетік потужності через секційний реактор незначний, при симетричній схемі він приблизно дорівнює нулю. Тому величина реактивності секційного реактора для збільшення його струмообмежувальної дії може бути великою.

Номінальний струм секційного реактора вибирається за режимом відключення одного генератора або трансформатора зв'язку з системою, коли через реактор протікає надлишкова (або недостатня) потужність секції, виходячи з умови:

$$I_{р.ном} \geq (0{,}6 \div 0{,}8)\, I_{г.ном},$$

де $I_{г.ном}$ — сумарний струм генераторів, приєднаних до секції. Індуктивний опір секційного генератора беруть рівним 0,2…0,35 Ом.

Лінійний реактор вмикається послідовно в коло, струм у якому потрібно обмежувати і працює як індуктивний (реактивний) додатковий опір, який зменшує струм при короткому замиканні, що забезпечує стійкість генераторів і системи в цілому. У нормальному режимі роботи на реакторі спостерігається спад напруги порядку 3…4%. У зв'язку з цим реактивність лінійного реактора не може бути необмежено великою. Частіше всього враховується те, що втрати напруги на лінійному реакторі в робочому режимі не повинні перевищувати 5%.

У випадку короткого замикання більша частина напруги буде припадати на реактор. Значення максимального ударного струму короткого замикання розраховується за формулою:

$$i_m = 2{,}54 I_H \frac{100\%}{X_p},$$

де I_H — номінальний струм мережі, X_p — реактивний опір реактора.

Відповідно, чим більшим буде реактивний опір, тим меншим буде значення максимального ударного струму в мережі. Реактивність є прямо пропорційною до індуктивного опору котушки. При великих струмах у котушках зі сталевими сердечниками відбувається насичення сердечника, що різко знижує реактивність, і, як наслідок, реактор втрачає свої струмообмежувальні властивості. З цієї причини реактори виконують без сталевих сердечників, незважаючи на те, що при цьому, для підтримання такого ж значення індуктивності, їх доводиться робити великих розмірів та маси.

Лінійний реактор вибирають або за умовою обмеження струму короткого замикання до величини вимикальної здатності лінійних вимикачів, або за умовою термічної стійкості кабелів розподільної мережі.

Зі збільшенням I_H реактора його струмообмежувальна дія при тій же реактивності у відносних одиницях зменшується:

$$X_p = f\left(\frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H}\right).$$

Тому крупні реактори, маючи великий номінальний струм, мають і більшу реактивність, порівнюючи з лінійними індивідуальними реакторами. З тієї ж причини струмообмежувальна дія лінійних індивідуальних реакторів, зазвичай, є у 2-3 рази більшою, ніж у секційних реакторів.

Значна втрата напруги в нормальному режимі роботи кола не дає можливість встановлювати індивідуальні та групові реактори великого опору. Тому для випадків, коли потрібні значні обмеження струмів короткого замикання, розробляють безінерційні струмообмежуючі пристрої (БСП).

Розшифровка типів реакторів (РБ 10-400-0,35 УЗ; РБДГ 10-2500-0,25 УЗ; РБСНГ 10-2Х2500-0, 14У1): Р - реактор, Б - бетонний, С - здвоєний, Д - примусове охолодження з дуттям (відсутність літери Д означає природне охолодження), У-ступінчаста установка фаз, Г - горизонтальна установка фаз (відсутність літери У або Г означає вертикальну установку фаз); наступні за літерами числа позначають відповідно номінальну напругу, кВ; число віток, номінальний струм кожної вітки, А, індуктивний опір однієї вітки, Ом, при відсутності струму в іншій; У (після цифр) - для роботи в районах з помірним кліматом; 1-для роботи на відкритому повітрі; З - для роботи в закритих приміщеннях з природною вентиляцією.

13. ВИСОКОВОЛЬТНІ ВИМИКАЧІ

13.1. Загальна характеристика

Високовольтні вимикачі являються важливими комутаційними апаратами високовольтних установок.

Високовольтні вимикачі призначені для оперативних комутацій кіл високої напруги при нормальних режимах роботи та автоматичного вимикання цих кіл при аварійних режимах (перевантаження, к.з.). Тому вимикачі повинні мати високу надійність в роботі, достатню електромеханічну стійкість, відносно велику швидкість відключення, а також мати просту конструкцію, невеликі розміри та масу.

Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення короткого замикання. У зв'язку з цим до масляних вимикачів ставлять ряд вимог, основними з яких є:

- безвідмовність відключення струмів перевантаження і короткого замикання;
- можливість багаторазового вмикання і вимикання без розрегулювань і пошкоджень окремих вузлів і деталей;
- здатність довгострокового витримування комутаційних і робочих перенапруг;
- спроможність витримування можливих в експлуатації короткочасних перенапруг без пошкодження ізоляції;
- спроможність довгострокового пропускання робочого струму без небезпечного нагрівання струмоведучих частин;
- здатність витримування визначених механічних навантажень, які виникають при нормальних режимах роботи;
- придатність до автоматичного повторного включення відразу після відключення;
- зручність для проведення профілактичних робіт і т.п.

В окремих випадках висуваються й інші вимоги, що викликані особливими умовами роботи вимикачів або електроустановок, в яких їх використовують.

Вимикачі характеризуються такими параметрами:

- номінальна напруга $U_{ном}$ найвища із стандартних лінійних напруг, при якій гарантується робота головного кола вимикача. Вимикачі повинні надійно працювати при напругах, що перевищують номінальну напругу на 10 – 15%. Найбільша номінальна робоча напруга, на яку розрахована робота головного кола, має назву номінальної напруги вимикача. Величини номінальної і найбільшої робочої напруги в основному визначають довжину, ширину і висоту (тобто габарити) вимикача.

- номінальний струм $I_{ном}$ - струм, на який вимикач призначений для тривалої роботи. При протіканні номінального струму по струмопровідних частинах вимикача їх нагрів не повинен перевищувати розрахункові температури: 75^0С – для контактів і 90^0С – для оголених частин, які знаходяться у маслі.

- номінальний струм вимкнення $I_{вимк.ном.}$ - найбільший струм короткого замикання (діюче значення), який вимикач спроможний вимкнути при напрузі, рівній найбільшій робочій напрузі при заданих умовах відновлення напруги і заданому циклу операцій. Номінальний струм відключення визначається діючим значенням періодичної складової в момент розходження контактів;

- вимикаючу здатність вимикачів характеризує також номінальна потужність вимкнення, яка залежить від номінального струму вимкнення та робочої напруги мережі:

$$S_{відкл} = \sqrt{3} U_{роб.макс} \cdot I_{вимк} \quad . \tag{13.1}$$

- номінальний струм включення $I_{вкл.ном.}$ - струм КЗ, який вимикач з відповідним приводом здатний включити без приварювання контактів та інших пошкоджень, при $U_{ном}$ і заданому циклі. У каталогах наводяться діюче значення цього струму $I_{вкл.ном.}$ і його

амплітудне значення $i_{вкл.ном.}$;

- допустимий відносний вміст аперіодичної складової струму в струмі відключення $\beta_{н.}$,%;

- стійкість при наскрізних струмів, що характеризується струмами термічної стійкості I_m і електродинамічної стійкості $i_{дин}$ (діюче значення), $i_{дин}$ - найбільший пік (амплітудне значення); ці струми вимикач витримує у включеному положенні без пошкоджень, які можуть перешкоджати його подальшій роботі. Електродинамічностійким вважають такий вимикач, внутрішні й зовнішні частини якого здатні витримувати встановлені для нього ударні струми короткого замикання без будь-яких порушень, що перешкоджають подальшій роботі вимикача. Термічно стійким вважають такий вимикач, який здатний витримати проходження через нього струму короткого замикання певних значень та тривалості без пошкодження і без перевищення температури, допустимої в разі короткого замикання;

- цикл операцій - виконувана вимикачем послідовність комутаційних операцій із заданими інтервалами між ними. В експлуатації вимикач може неодноразово включатися на існуючі КЗ з наступним відключенням, тому ГОСТ 687 - 78Е передбачає для вимикачів певний цикл операцій;

- власний час відключення - інтервал часу від моменту подачі команди до моменту припинення зіткнення дугогасильних контактів. Час відключення – інтервал часу від подачі команди на відключення до моменту згасання дуги у всіх полюсах. Час включення - інтервал часу від моменту подачі команди на включення до виникнення струму в колі;

- параметри відновлення напруги - у відповідності з нормованим характеристиками власного перехідного відновлюється напруги (ПВН).

Вимикачі, які не призначені для АПВ, повинні допускати не менше п'яти операцій В-О (включення і негайного відключення) при струмах КЗ $0{,}6I_{вимк.ном}$ без огляду дугогасного пристрою.

Вимикачі, призначені для АПВ, повинні допускати в тих же умовах від 6 до 10 операцій В-О (включення і негайного відключення) залежно від $I_{вимк.ном}$.

Основними конструктивними частинами вимикачів є:

· контактна система з дугогасильним пристроєм;

· струмопровідні частини;

· корпус;

· ізоляційна конструкція;

· приводний механізм.

Високовольтні вимикачі класифікують за:

- конструкцією – масляні та безмасляні;

- родом установки – для внутрішніх та зовнішніх установок;

- часу дії – швидкодіючі (час спрацювання менше 0,1с) та нешвидкодіючі (час спрацювання більше 0,1с).

За конструкційним особливостям і способом гасіння дуги розрізняють такі типи вимикачів:

· масляні бакові (масляні многооб'ємні (серії ВМ, МКП, У, С));

· маломасляні (масляні малооб'ємні (серії ВМП, МГГ, МГ, ВМК, ВГМ та ін));

· повітряні (серії ВВГ, ВВУ, ВВН, ВВБ, ВВБК, ВНВ);

· елегазові;

· електромагнітні (серії ВЕМ);

· вакуумні.

До особливої групи належать вимикачі навантаження, розраховані на відключення струмів нормального режиму.

Кожна група вимикачів володіє певними технічними характеристиками, зазначеними в каталогах, і має переваги і недоліки, що визначають області їх застосування.

Основний фактор, який визначає конструкцію вимикача – спосіб гасіння дуги. Виходячи з цього вимикачі бувають: масляні – дуга гаситься в маслі; повітряні – дуга гаситься потоком стисненого повітря, що отримують від спеціального джерела; автогазові – дуга гаситься газами, що виділяються зі стінок камер під дією високої температури дуги; електромагнітні та вакуумні.

У високовольтних вакуумних вимикачах комутація (процеси замикання й розмикання електричного кола) відбувається у вакуумних дугогасних камерах. У цих камерах забезпечується глибокий вакуум, що характеризується тиском залишкових газів порядку 10^{-12} – 10^{-4} Па. Принцип дії вакуумних дугогасних камер засновано на гасінні електричної дуги струму відключення у вакуумі. Вакуумний міжконтактний проміжок характеризується високою електричною міцністю (вище ніж у трансформаторного масла) і високої дугогасною здатністю.

Швидкість відновлення електричної міцності міжелектродного проміжку у вакуумних вимикачах значно вища, ніж у вимикачів інших типів. А оскільки контакти перебувають у глибокому вакуумі, то вони не окислюються, завдяки чому досягається їхня висока зносостійкість. Практика експлуатації показала, що контакти вакуумних вимикачів можуть працювати без обслуговування протягом усього терміну служби вакуумної камери (до 25 років).

Вмикають та вимикають високовольтні вимикачі вручну, дистанційно чи автоматично; механізм для вмикання та розмикання вимикача називають приводом. Вал привода з'єднують з валом вимикача за допомогою системи важелів та тяг. Привод вимикача повинен забезпечувати необхідну надійність та швидкість дії, а при електричному керуванні – найменше споживання електроенергії.

Приводи вимикачів діляться на ручні прямої дії, електромагнітні соленоїдні, пружинні, пружинно-навантаженні, електродвигунові, пневматичні та ін.

Всі приводи мають механізм вільного розчеплення, який забезпечує вимикання навіть у випадках, коли рукоятка привода утримується у ввімкненому положенні. Останнє можливо при увімкненні вимикача на існуюче коротке замкнення. Відомі типи приводів: ручні прямої дії (ПРБА, ПРА); електромагнітні (ПЭ, ШПЭ); пружинні (ППМ-10, ППВ, ПП-74); пневматичні (ПВ, ШПВ).

Якісна перевірка й випробування високовольтних вимикачів разом з їхніми схемами керування й приводами на етапах монтажу, налагодження й при профілактичному обслуговуванні забезпечує тривалу й надійну їх роботу протягом усього терміну служби.

13.2 Вибір вимикачів

При виборі вимикачів необхідно врахувати 12 різних параметрів, але оскільки заводами-виробниками гарантується певна залежність параметрів вмикання і вимикання, то вибір вимикачів можна проводити за найважливішими параметрами: за здібністю вимикати, електродинамічною і термічною стійкістю.

Вибір вимикачів напругою вище 1000В у відповідності з ГОСТ 687-70 проводимо за наступними параметрами, які приведені в каталогах:

1) за напругою: $U_{роб} \le U_{ном}$;

2) за максимальним робочим струмом: $I_{роб.\max} \le I_{ном}$;

3) за електродинамічною стійкістю: $I_{п0} \le I_{дин}$, $i_{уд} \le i_{дин}$;

4) за відключаючою здатністю:

а) по симетричному струму: $In\tau \le I_{ном.відк}$, де $I_{п\tau} = I_{вимк.ном}$;

б) по асиметричному струму: $\left(\sqrt{2}\cdot I_{n\tau}+i_{a\tau}\right)\le\sqrt{2}\cdot I_{вимк.ном.}\cdot\left(1+\beta_{н}\right)$,

де $\beta н$ – нормоване допустиме значення аперіодичного доданку в струмі КЗ, при $\tau\ge 0{,}1$ с приймається $\beta н$ = 0,1; аперіодична складова струму короткого замикання:

$i_{a\tau}\le\sqrt{2}\frac{\beta_{ном}}{100}\times I_{вимк.ном}$, або $i_{a\tau}=\sqrt{2}\times I_{n0}\times e^{\frac{-\tau}{T_a}}$,

де T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму к.з.; τ = 0.01 + $t_{св}$ - найменший час від початку к.з. до моменту розбіжності дугогасильних контактів (0.01 с - мінімальний час дії релейного захисту; $t_{влв}$- власний час вимкнення вимикача).

5) за термічною стійкістю: $B_{к}\le I^{2}_{т.ном.}\cdot t_{т}$,

де $B_k=I^{2}_{n0}\left(t_{відкл.}+T_a\right)$ – тепловий імпульс;

де $t_{відкл.}=t_{з.}+t_{вим}$ ($t_{з.}$ - час дії релейного захисту, с (можна прийняти рівним часу спрацювання резервного захисту, який дорівнює 4 с)).

13.3 Масляні вимикачі

13.3.1 Загальна характеристика

Масляний вимикач – вимикач змінного струму високої напруги, головні контакти якого розміщуються в ємності, що заповнена трансформаторним маслом та виконує функції дугогасильного середовища.

Принцип роботи масляних вимикачів засновано на тому, що виникаюча між контактами дуга у процесі вимкнення ставиться в умови тісної взаємодії з маслом – активним дугогасником. Це забезпечує ефективне охолодження дуги в потоці газопарового середовища, яке утворюється самою дугою за рахунок випару і розкладання масла.

Енергія, яка виділяється в дузі масляних вимикачів, витрачається на:

- розкладання і рух масла (близько 28%);
- нагрівання і випар масла (близько 9%);
- розширення і нагрів газів і парів (близько 40%);
- нагрів контактів (близько 7%);
- тепловіддачу (близько 11%);
- механічну деформацію бака (близько 5%).

Масляні вимикачі ділять на бакові (багатооб’ємні) та горшкові (маломасляні). В бакових вимикачах комутуючий пристрій усіх трьох фаз розміщено в загальному баці з маслом. При цьому трансформаторне масло використовується для гасіння дуги та для ізоляції струмовідних частин.

На сьогодні в мережах напругою 6-10 кВ найбільш широко використовуються маломасляні вимикачі різних типів.

Вимикачі, в яких масло використовують як газогенеруючу речовину для гасіння дуги при вимкненні струмів, називають малооб’ємними масляними, чи маломасляними. Ці вимикачі застосовуються як в закритих, так і у відкритих розподільчих пристроях. Для ізоляції струмоведучих частин між собою і від заземлених конструкцій використовуються такі тверді ізолюючі матеріали як порцеляна, текстоліт, склопластик та ін. Малооб’ємні масляні вимикачі мають менші розміри, масу і вміст масла, ніж бакові масляні вимикачі, що полегшує ремонт і нагляд за ними, а також зменшує небезпеку вибуху і загоряння масла. Дугогасний пристрій і контакти однієї фази (полюса) маломасляного вимикача для внутрішньої установки розміщують в стальному бачку(горшку). Маломасляні вимикачі на напругу 35кВ та вище мають порцеляновий корпус.

13.3.2. Класифікація вимикачів

З точкі зору конструктивних особливостей, а отже їхніх властивостей, маломасляні вимикачі можна розділити на наступні групи:

- Вимикачі, у яких контактна пара поміщена в стальний корпус, ізольований від струмоведучих частин порцеляновою ізоляцією (рис.13.1, а). До цієї групи відносяться маломасляні вимикачі типу ВМГ-10 (вимикач масляний горшковий) і ВПМ-10 (вимикач підвісний масляний). Раніш у цій групі випускалися вимикачі ВМГ-133.
- Вимикачі, корпус яких виконаний з ізоляційного матеріалу. Зв'язок між рухомим контактом і струмоведучими частинами здійснюється за допомогою роликових контактів (рис.13.1, б). До цієї групи відносяться вимикачі серії ВМП (вимикач маломасляний підвісний).
- Вимикачі для великих номінальних струмів з двома парами контактів (робочою та дугогасною). Робоча пара контактів розміщена поза дугогасною камерою. Ця група вимикачів має два розриви на фазу (рис. 13.1, в).
- Вимикачі з великими струмами вимкнення, що мають два дугогасних і два робочих розриву на фазу (рис. 13.1, г). До цієї групи відносяться вимикачі серій МГГ, МГ і ВГМ на напругу до 20 кВ. Робочі контакти дозволяють використовувати такі вимикачі в ланцюгах зі струмом до 12000 А.
- Вимикачі маломасляні колонкові серії ВК, що знайшли широке поширення для КРУ висувного виконання (рис. 13.1, д).
- Вимикачі маломасляні колонкові для напруги 35 кВ і вище з порцеляновим корпусом, заповненим маслом (рис. 13.1, е). Вимикачі 35кВ, 110 кВ мають один розрив на фазу, при більших напругах - два і більше.

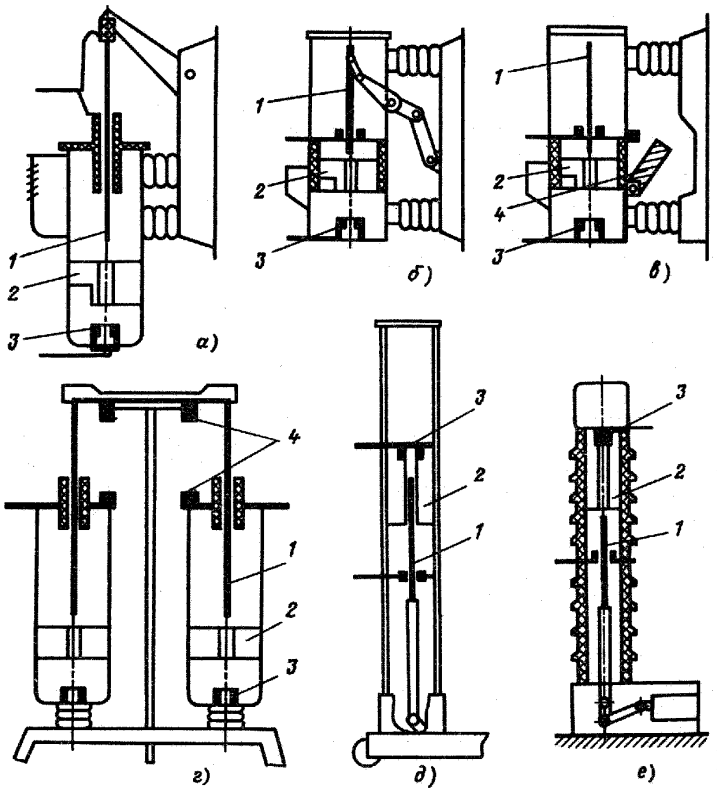
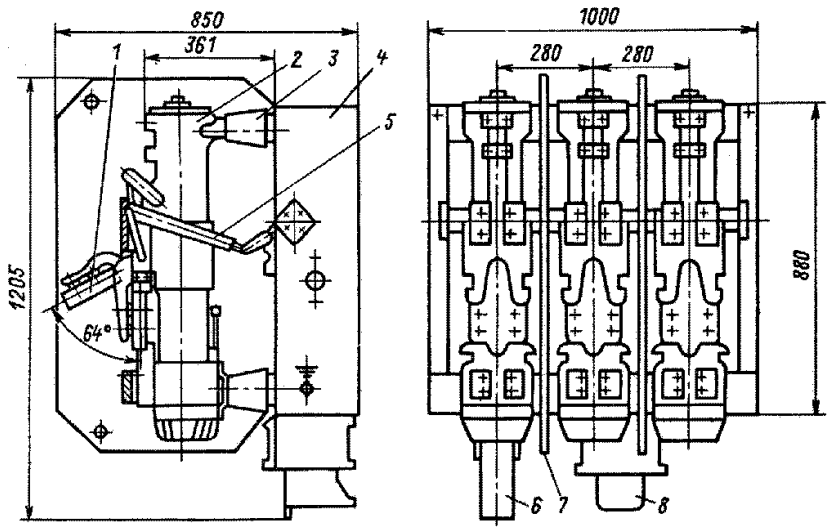


Рисунок 13.1 - Конструктивні схеми маломасляних вимикачів:
1 - рухомий контакт; 2 - дугогасна камера; 3 - нерухомий контакт;
4 - робочий контакт

13.3.3. Основні серії вимикачів

Вимикачі серії ВМП широко поширені в закритих розподільчих пристроях і КРУ на напругу 6-10кВ, забезпечуються електромагнітним (ВМПЭ) чи пружинним (ВМПП) приводом.

Зовнішній вигляд вимикача показаний на рис. 13.2, де



1 – рухомий контакт;
2 – корпус вимикача;
3 – ізолятор;
4 – стальна рама;
5 – ізоляційна тяга;
6 – контактор;
7 – ізоляційна перегородка;
8 – привод.

Рисунок 13.2 - Зовнішній вигляд вимикача ВМПЕ-10.

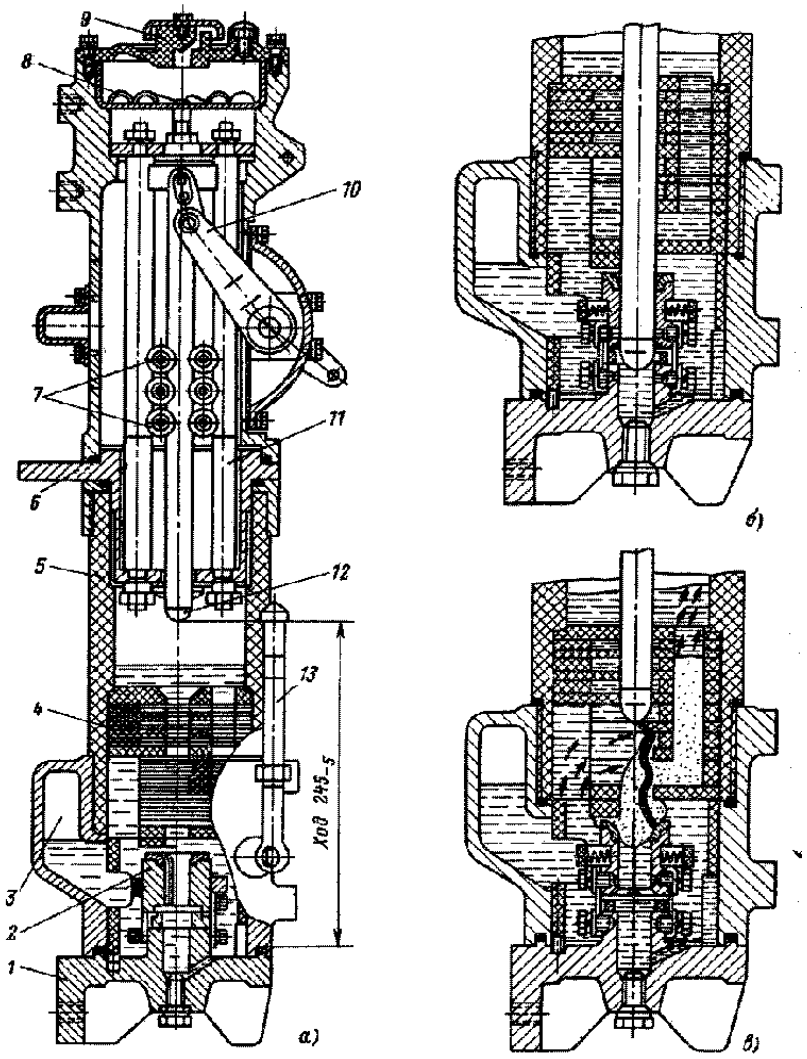
Дугогасний пристрій 4 має центральний отвір для рухливого контакту 12 і поперечні щілини різної висоти для виходу газів. Принцип вимкнення великих струмів полягає в наступному.

У вихідному положенні вимикача рухливий контакт 12 знаходиться в розетці нерухомого контакту 2. В процесі вимкнення контакт 12 переміщується нагору й у момент відриву контактів загоряється дуга, що розкладає масло. У нижній частині вимикача створюється тиск газів, вихід яких закритий рухливим контактом 12. В міру звільнення поперечних щілин створюються умови для виходу газів, що на своєму шляху витягають і охолоджують дугу. При подальшому русі контакту 2 довжина дуги збільшується, відкриваються друга і третя поперечні щілини, що в кінцевому рахунку дозволяє погасити дугу. Пари масла у верхній частині бачка конденсуються, і масло стікає вниз, а гази виходять через отвори в масловідділювачі 8. У вимкненому стані нижня частина рухливого контакту знаходиться вище рівня масла. Безструмова пауза для таких вимикачів складає 0,5с. Цього часу досить, щоб масло стекло вниз і вимикач був готовий до роботи.

При гасінні малих струмів використовуються "кишені" центрального отвору дугогасного пристрою 4, тому що в цьому випадку потужності дуги недостатньо для створення дуття через поперечні щілини. В міру звільнення "кишень" у процесі руху контакту 12 нагору масло стікає вниз і попадає на дугу. Енергія дуги при цьому витрачається на розкладання масла, що витікає з кишень, завдяки чому дуга гаситься.

Вимикачі типу ВМП закріплюються на металевій рамі 4 за допомогою ізоляторів 3 (див. рис. 13.2), на якій розміщені вал приводу 8. Важелі привода 8 вимикача (див. рис. 13.3) зв'язані з валом привода за допомогою ізолюючих тяг 5 (див. рис. 13.2).

Кількість масла, що заливається в бачок, для ВМП-10 складає 4, 5 кг, номінальний струм відключення залежить від виконання і знаходиться в межах 20...31, 5 кА, а номінальний тривалий струм - 630... 3200 А. Час відключення - 0,14 с (7 періодів). Вимикачі типу ВМП-35 мають аналогічну конструкцію, але містять 10 кг масла. Номінальний струм відключення складає 10 кА.



Розріз бачка показано на рис. 20.3, де:
1 - нижний вивод;
2 - нерухомий розеточний контакт;
3 - повітряний буфер;
4 - дугогасна камера;
5 - бачок з склотекстоліта;
6 - верхній вивод;
7 - роликовий контакт;
8 - масловідділювач;
9 - кришка;
10 – приводний механізм;
11 - напрямні для роликових контактів7;
12 - рухомий контакт;
13 - масловказівник .

Рисунок 13.3 - Розріз бачка малооб'ємного масляного вимикача типу ВМП-10: а - положення «вимкнено»; б - положення «увімкнено»; в – процес вимкнення.

Вимикачі серій МГГ, МГ і ВМГ мають два металевих бачки на полюс (рис. 13.4), ізольованих від заземленої підстави. Контактна система розділена на головні 1, 2 і дугогасні 4, 5 контакти. Нерухомі головні контакти 1 розташовані на верхній частині бачка, а рухливі 2 – пальцевого типу - прикріплені до контактної траверси 3. Число пальців визначається номінальним струмом. Нерухомі частини 4 дугогасних контактів розетчаного типу укріплені в днищах бачків. Рухливі частини у виді круглих стрижнів 6 прикріплені до контактної траверси і входять у баки через прохідні ізолятори.

У включеному положенні основна частина струму проходить від затиску 6 по кришці бачка до головних контактів 1-2, траверсі 3 і далі до затисків другого бачка. Частина струму відгалужується від основного шляху і проходить по стінках першого бачка, розеточному контакту 4, рухливому контактному стрижню 5 до траверси і далі аналогічно до другого бачка.

У процесі відключення починають розмикатися головні контакти і весь струм зміщається в дугогасні контакти, де і відбувається гасіння виникаючої дуги. При включенні вимикача спочатку замикаються дугогасні, а потім головні контакти.

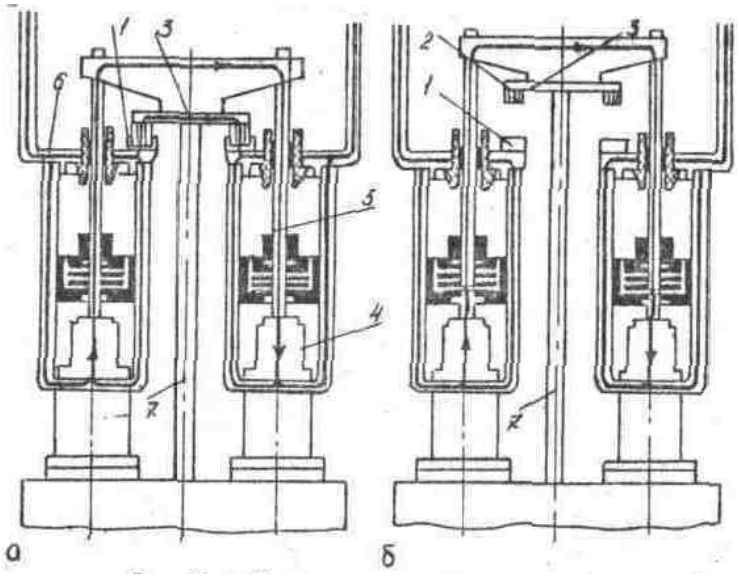


Рисунок 13.4 - Контактна система і дугогасний пристрій малооб'ємного вимикача типу МГ-10

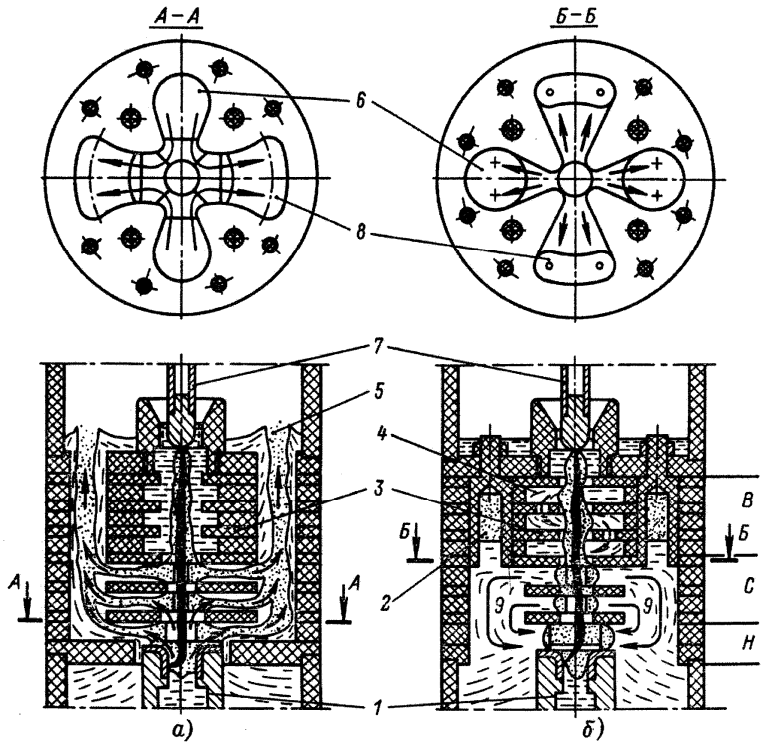


Рисунок 13.5 - Дугогасна камера вимикачів МГ-20, ВМГ-20

Дугогасні камери цих вимикачів показані на рис. 13.5. Дугогасний пристрій (див. рис. 13.5) складається з трьох відсіків, виконаних з ряду ізоляційних дисків 3 з фасонними вирізами, скріплених штифтами і шпильками. На малюнку показані розрізи камери по двох взаємно перпендикулярних площинах. Нижній відсік Н зібраний з дисків із двома дуттєвими і вихлопними отворами у формі сопел (розріз А-А на рис. 13.5). Верхній відсік В складається з дисків з вирізами, що утворять кишені 4, у яких міститься велика кількість масла. Цими ж дисками створюються буферні обсяги 2 і дуттєві канали.

Коли всі диски і перегородки між ними зібрані, утворяться два вертикальних вихлоп-них канали 5 і дуттєві канали 6, які видно в розрізі на рис. 13.5, б.

Під дією потужніх пружин (див. рис. 13.5) контактний стержень 7 виходить з розетки нерухомого контакту І і рухається нагору. При розмиканні утвориться дуга спочатку в нижньому відсіку, а потім і в середньому. Тиск газопарової суміші навколо дуги в середньому відсіку вище, тому що перетин вихлопних каналів менше, що дозволяє створити масляне дуття із середньої частини дугогасної камери в нижню по каналах 9 (див. рис. 13.5). Одночасне дуття створюється у вихлопних каналах 8.

Таким чином, напрямок дуття зустрічний і поперек дуги.

У зоні горіння дуги створюється тиск до 8 МПа, що сприяє інтенсивному дуттю. Для зменшення тиску при відключенні великих струмів у верхньому відсіку знаходяться буферні обсяги 2. При великих і середніх струмах, щовідключаються, гасіння дуги здійснюється в нижній і середній частинах дугогасної камери. При малих струмах гасіння дуги відбувається в масляних кишенях верхнього відсіку. Час горіння дуги в таких вимикачах 0,02...0,05 с. Така камера з зустрічно-поперечним дуттям дозволяє відключати струми короткого замикання до 105 кА.

Для керування такими вимикачами використовуються електромагнітні приводи ПС-31, ПЭ-2 і ПЭ-21.

Маломасляні вимикачі колонкового типу забезпечуються пружинним (ВК-10) чи електромагнітним (ВКЭ-10) приводом і призначені для використання в КРУ зовнішньої і внутрішньої установок.

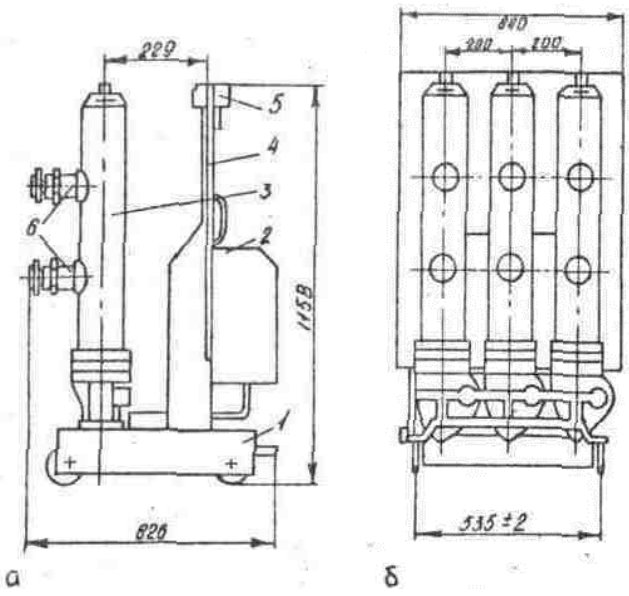


Рисунок 13.6 - Вимикач ВКЕ-10: а - вид збоку; б - вид спереду.

Вимикач ВКЕ-10 показаний на рис. 13.6. Він складається з основи 1, на якій закріплені три полюси (дугогасні камери) 3, привод 2 і фасадна перегородка 4. Основа вимикача установлена на колесах для його вкочування і викочування з КРУ. Ланцюги керування, сигналізації і блокування поміщені в гнучкі шланги і розведені в штепсельні роз'єми 5. Полюси вимикача мають штиреві виводи первинних з'єднань 6 з розеточними контактами.

Принцип гасіння дуги грунтується на використанні для цієї мети газомасляної суміші, що утвориться при розкладанні масла під дією високої температури дуги. Напрямок потоку формується спеціальним дугогасним пристроєм.

Вимикачі такого типу мають менші габаритні розміри і масу, ніж вимикачі серії ВМП на відповідні режимні параметри.

Вимикачі масляні колонкові серій ВМКЕ, ВМУЭ застосовуються в установках 35 кВ.

Переваги маломасляних вимикачів:

- невелика кількість масла;
- менша, чим у бакових вимикачів, вибухо- та пожежонебезпека;
- більш доступний, чим у бакових вимикачів, доступ до дугогасних контактів;
- можливість створення серії вимикачів на різну напругу з застосуванням уніфікованих вузлів.

Недоліки маломасляних вимикачів:

- неможливість реалізації швидкодіючого АПВ;
- необхідність періодичного контролю, доливання і частої заміни масла в дугогасних бачках;
- труднощі установки вбудованих трансформаторів струму;
- відносно мала відключаюча здатність.

13.4 Повітряні вимикачі

13.4.1 Загальна характеристика

У повітряних вимикачах гасіння дуги відбувається стисненим повітрям при тиску 2-4 МПа, а ізоляція струмоведучих частин і дугогасительного пристрою здійснюється порцеляною або іншими твердими ізолюючими матеріалами.

Повітряні вимикачі, в яких гасіння дуги здійснюється потоком стисненого повітря, отримали досить широке поширення і в багатьох випадках витіснили масляні. Вони дозволили перейти до класів напруги 750 і 1150 кВ і в основному застосовуються:

- як *мережеві* на напругу 6-1150кВ з номінальними струмами до 4000 А і струмами відключення до 63 кА;
- як *генераторні* на напругу 6-20кВ з номінальними струмами до 20 кА і струмами відключення до 160 кА;
- як вимикачі навантаження на 6-220 кВ і 110-500 кВ і вимикачі комплектних розподільних пристроїв на напругу до 35 кВ.

Очікується, що найближчим часом з'являться мережеві вимикачі на напругу 1500-2000 кВ з номінальними струмами 10-15кА і струмами відключення 100-120 кА й генераторні вимикачі на номінальні струми до 50 кА з струмами відключення до 300 кА.

Вимикачі випускаються різного кліматичного виконання, для різних категорій розміщення і різного виду установки (опорні, підвісні, настінні, викатні та ін.).

Незалежно від типу і конструкції повітряний вимикач складається з трьох основних частин: дугогасячого пристрою з віддільником або без нього, системи постачання стисненим повітрям і системи управління.

Система управління виконується:

- з одним пневматичним приводом;
- з механічною передачею;
- з індивідуальною пневматичної передачею;
- з пневмомеханічною передачею;
- з пневмогідравлічною передачею та пневмосвітловою передачею.

Гасіння дуги в вимикачах здійснюється стисненим повітрям номінальним тиском 0,6-5 МПа в різних камерах поздовжнього і поперечного, одностороннього та двостороннього дуття, з відповідним напрузі числом послідовно включених розривів.

У *вимикачах з віддільником* розмикання дугогасильних контактів і гасіння дуги здійснюються одним і тим же потоком стисненого повітря, що надходить з окремого резервуара. Контакти (один або обидва) виконані у вигляді контактно-поршневих механізмів. У включеному положенні вимикача в дугогасному пристрої та у віддільнику всі контакти замкнуті. При подачі команди на відключення стиснене повітря з резервуара подається в дугогасильну камеру, розмикає контакти і гасить дугу. Зазвичай паралельно контактам включається шунтуючий резистор, який полегшує гасіння дуги. Після згасання дуги на основних дугогасильних контактах розмикається віддільник, який відключає залишковий струм. Віддільник може виконуватися відкритим (до 35кВ) або у вигляді повітронаповнених камер. Після згасання дуги на віддільнику подача повітря в дугогасильні камери припиняється і контакти під дією пружин замикаються. Контакти ж віддільника залишаються розімкнутими, забезпечуючи необхідну ізоляційну відстань для розімкнутого кола.

У *вимикачах без віддільника* широко застосовуються повітронаповнені металеві камери (резервуари), в яких розміщені дугогасильні пристрої. Привід контактів відділений від гасильного середовища. При розмиканні контактів відкриваються вихлопні клапани камер і стиснене повітря, витікаючи з камер через відповідні сопла контактів, гасить дугу. Контакти можуть виконуватися одно- і двоступінчатими. Число послідовно включених

дугогасильних пристроїв визначається номінальною напругою вимикача. Ізоляційний проміжок у відключеному положенні забезпечується розбіжністю цих же контактів на відповідну відстань. Нижче наведені приклади виконання вимикачів.

13.4.2 Конструктивне виконання вимикачів

Конструктивні схеми повітряних вимикачів різні і залежать від їх номінальної напруги, способу створення ізоляційного проміжку між контактами у відключеному положенні, способу подачі стисненого повітря в дугогасильний пристрій.

Конструктивна схема повітряного вимикача (ВВП-35) з контактно-поршневим механізмом і відкритим віддільником наведена на рис. 13.7. Вимикач складається з трьох механічно пов'язаних полюсів (на малюнку наведено розріз одного полюса), змонтованих на загальній основі (резервуарі *1),* і розподільної шафи (на малюнку не показана). На резервуарі встановлені: дугогасильні пристрої 5 на опорних ізоляторах 2, нерухомі контакти *12* віддільники *10* на ізоляторах *16,* електропневматичне пристрій *17* (одне на три полюси) для управління вбудованим в резервуар диференціальним клапаном *18* і привід (на малюнку не показаний), що керує віддільником через вал *15* та ізоляційні штанги *14.* Полюси вимикача (віддільники) розділені між собою ізоляційними перегородками *11* і мають виступи 7 і *13.*

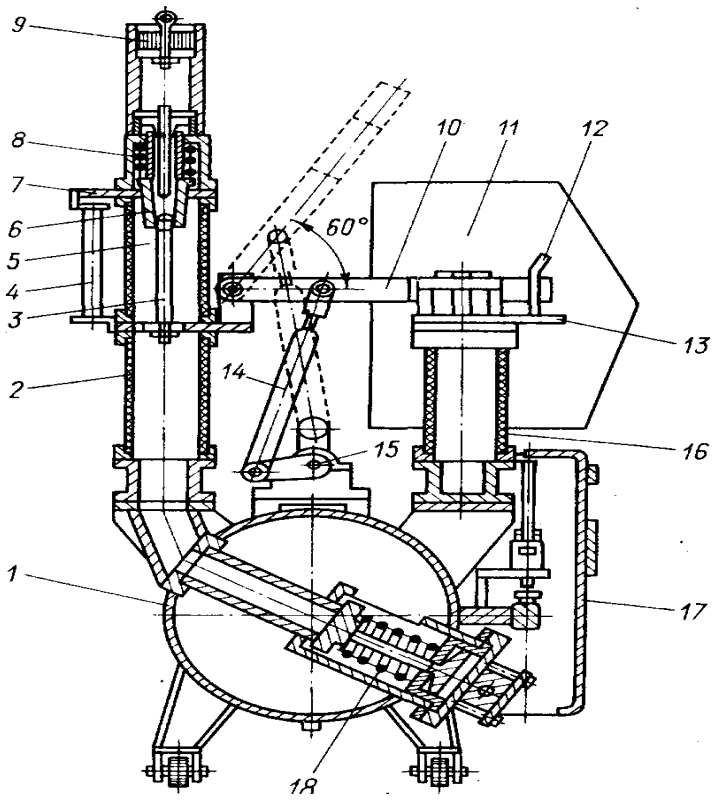


Рисунок 13.7- Конструктивних схема повітряного вимикача ВВП-35.

При відкритті диференціального клапана стиснене повітря з резервуара через порожнину опорного ізолятора надходить у дугогасильну камеру, тисне на контактно-поршневий механізм *8,* розмикає контакти (нерухомий *3,* рухомий 6) і через сопло рухомого контакту видуває і гасить дугу. Полум'я дуги охолоджується в полумягасячій решітці 9. Для полегшення гасіння дуги контакти шунтуються резистором *4.* Після згасання дуги віддільник *10* розмикається і відключає струм.

Тривалість часу подачі дуття в дугогасильну камеру регулюється механізмом пневматичної відсічення електропневматичного пристрою. Після того як диференційний

клапан закриється, подача повітря в камеру припиниться, тиск у ній впаде і рухомий контакт під дією пружини контактно-поршневого механізму повернеться на місце, контакти замкнуться. Однак коло залишиться розімкнуте віддільником.

Генераторні вимикачі. Функціональна електрична схема полюса і загальний вигляд вимикача ВВГ-20 ($U_{ном}$ = 20 кВ, $I_{ном}$ = 20 кА, $I_{оном}$ = 160 кА, наскрізний струм 410 кА) з повітронаповненим віддільником наведено на рис. 18.2. Полюс вимикача складається з основного струмопровідного контуру - виходів *1* і *4* і роз'єднувача (основного контакту) 2, основних дугогасильних контактів *7* і *10,* які шунтовані резисторами *8* і *11* відповідно, допоміжних дугогасильних контактів 6, віддільника 9 і розрядника *3* з нелінійним резистором *5* .

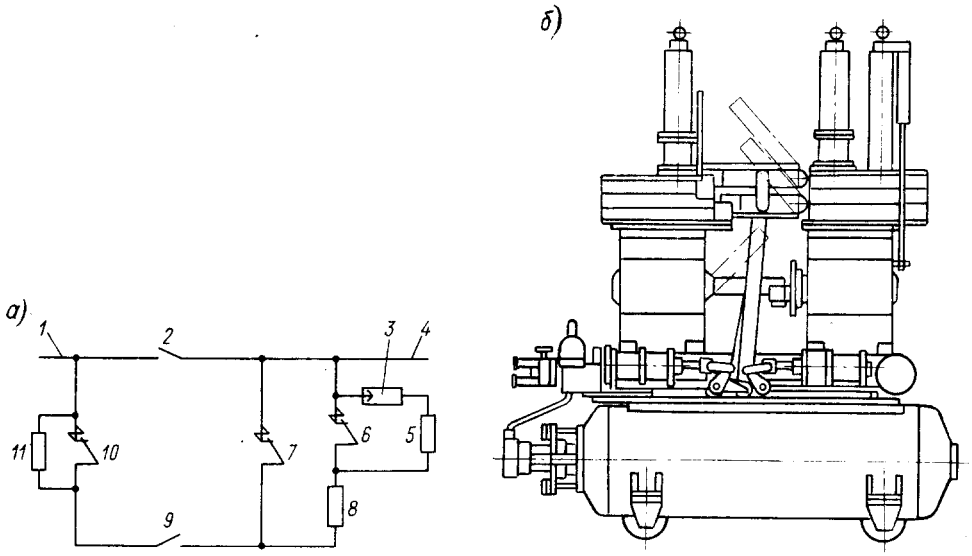


Рисунок 13.8 - Функціональна електрична схема полюса (а) і загальний вигляд (б) генераторного повітряного вимикача ВВГ з повітронаповненим віддільником.

Всі пристрої монтуються на баку і забезпечуються відповідними електропневматичними приводами. Вимикач складається з трьох однакових полюсів, пов'язаних між собою повітроводами і розподільної шафи.

У включеному положенні велика частина струму протікає через основний струмопровідний контур. При відключенні спочатку розмикається основний контакт 2 і весь струм переходить до дугогасильного контуру. Потім розмикаються основні дугогасильні контакти 7 і *10*; обмежений резисторами *8* і *11* струм протікає через допоміжні дугогасильні контакти 6. Після їх розмикання і згасання дуги струм в колі припиняється і розмикається віддільник 9, забезпечуючи необхідний ізоляційний проміжок. Розрядник служить для обмеження перенапруг при відключенні (у разі їх виникнення). Після припинення подачі стисненого повітря контакти 6, 7 і *10* під дією пружин повертаються у включений стан.

Вимикачі серії ВВБ. Загальний вигляд і функціональна схема дугогасильного пристрою без віддільника наведена на рис. 13.9. У металевому резервуарі (камері) б, заповненому повітрям під високим тиском (1,6-2,4 МПа), розміщується дугогасильний пристрій з двома розривами (контакти - рухомі *8,* нерухомі 9) одностороннього дуття (сопло *4).* Резервуар знаходиться під високим потенціалом. Напруга підводиться через висновки *13* з епоксидною ізоляцією *14,* захищені зовні порцеляновими сорочками *12.* Основні розриви (контакти *8* і 9) шунтовані лінійними резисторами *10,* що полегшує гасіння дуги на них. Що залишився струм відключається допоміжними дугогасильними розривами (контакти-нерухомий *15,* рухливий, порожнистий, він же сопло *17* - закриті кожухом *1).* Камери можуть виконуватися і без допоміжних контактів, а отже, і без

шунтуючих резисторів. Повне гасіння здійснюється на основних розривах. Конденсатори (ділильні) *11* служать для вирівнювання напруги у розривах за відключеного положення вимикача.

Контакти камери управляються пневмоелектричними механізмами *18.* При подачі повітря в циліндр 2 поршень 3, пов'язаний з траверсом 7, розмикає основні контакти. Одночасно відкриваються клапани *19* вихлопних каналів сопел. Стиснене повітря спрямовується назовні (показано стрілками), гасить дугу в соплах. Аналогічно гаситься дуга на допоміжному розриві. Після згасання дуги вихлопні клапани сопел закриваються. Тиск усередині резервуару дещо знижується. Об'єм резервуара і тиск у ньому розраховані так, що камера здатна виконати кілька відключень. При цьому тиск у резервуарі не впаде нижче допустимого для надійного гасіння дуги.

У відключеному положенні контакти утримуються тиском в циліндрі 2. Для включення вимикача повітря з циліндра випускається через клапан *16.* Зворотний механізм 5 замикає контакти. Відповідно управляються і допоміжні розриви.

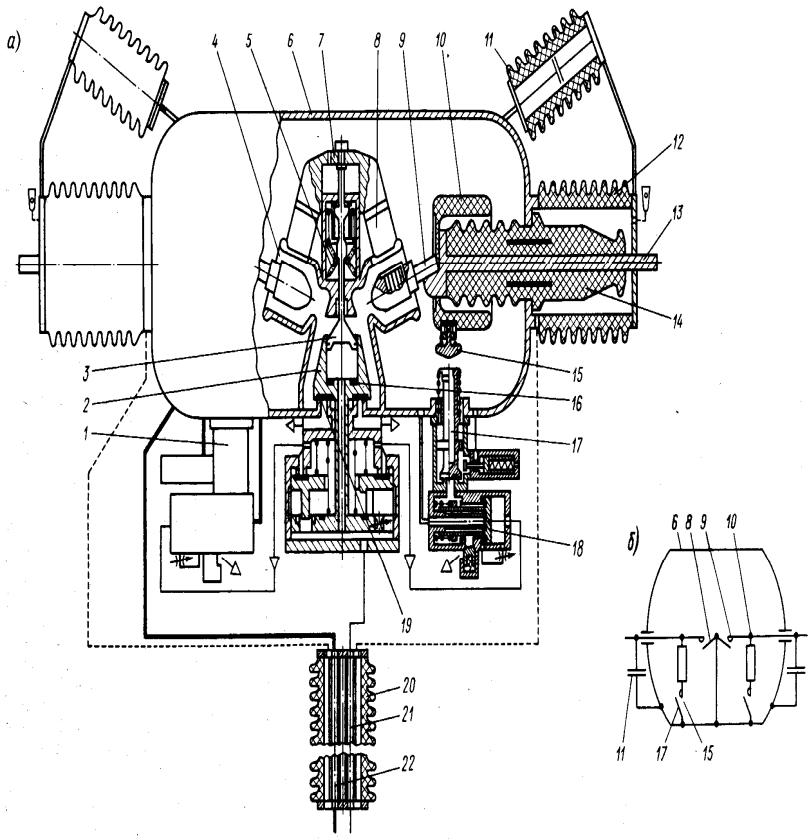


Рисунок 13.9 - Загальний вигляд (а) і функціональна схема (б) дугогасильного пристрою без віддільника вимикачів серії ВВБ.

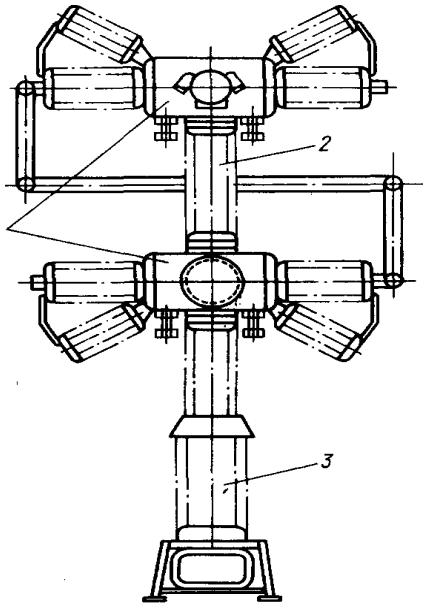


Рисунок 13.10 - Полюс вимикача серії ВВБ на 220 кВ.

Камера встановлюється на ізоляційну опору 20, через яку проходять повітроводи - основний 22 (високого тиску) і управління *21.*

Наведений дугогасний пристрій прийнято як модуль на 110-150 кВ для вимикачів до 750 кВ без віддільників. Кожен вимикач складається з трьох полюсів, що не мають між собою механічного зв'язку, і одного (35, 110, 220 кВ) або чотирьох (330, 500 і 750 кВ) розподільних шаф. Відсутність механічного зв'язку між полюсами дозволяє виконувати трифазне або пополюсное відключення.

Полюси вимикачів на 35, 110 кВ складаються з однієї дугогасильної камери-модуля (одного резервуара б - рис. 13.9), розташованої на ізоляційної опорі. Полюс вимикачів на 220 кВ складається з двох металевих дугогасильних камер *1*, розділених проміжним ізолятором 2 і розташованих на відповідній ізоляційної опорі *3*. Полюси вимикачів на 330, 500 і 750 кВ складаються відповідно з двох, трьох і чотирьох однотипних елементів (чотирьох, шести і восьми модулів), кожен з яких представляє собою полюс вимикача на 220 кВ на відповідній ізоляційної опорі, (показано штрихпунктирними лініями).

Вимикачі повітряні серії ВВБК випускаються на напругу 110-1150 кВ, номінальний струм 3200 і 4000 А, номінальний струм відключення 50-40 кА, номінальний тиск стисненого повітря 4 МПа, час відключення 0,04с. Ці вимикачі є подальшим кроком у розвитку конструктивних принципів, закладених в серії ВВБ. Відмінними їх особливостями є підвищений робочий тиск повітря і вдосконалене дугогасительноє пристрій з несиметричним дуттям, що дозволило підвищити напругу модуля (220 і 330 кВ - два модулі, 500 і 750 кВ - чотири модулі, 1150 кВ - шість модулів). Вимикачі забезпечені новою швидкодіючої системою управління.

13.4.3 Тенденції в розвитку сучасних повітряних вимикачів

1. *Модульний принцип побудови серій.* Цей принцип дозволяє будувати серії у вельми великому діапазоні напруг (35-1150 кВ) з однакових модулів, виробляти по модульні випробування і мати максимально вигідні умови виробництва, експлуатації та монтажу. Намітилася тенденція істотного збільшення напруги, що припадає на один модуль (250 кВ і вище).

2. *Розміщення дугогасильних пристроїв безпосередньо в стислому повітрі.* При цьому забезпечуються максимальна комутаційназдатність, швидкодія, ізоляційна міцність міжконтактного проміжків і пропускна здатність по номінальному струму. Найбільше застосовується зараз тиск досягає 6-8,5 МПа.

3. *Застосування швидкодіючих систем управління з малим розкидом часу оперування*. Основним призначенням таких систем є забезпечення роботи вимикачів на дуже високі напруги з часом відключень до одного напівперіоду, а також вимикачів із синхронним відключенням або включенням.

4. *Обмеження комутаційних перенапруг,* що особливо важливо для вимикачів вищих класів напруги.

5. *Підвищення надійності і збільшення міжремонтних термінів до 15-20 років.*

6. *Введення примусового охолодження для генераторних вимикачів.*

13.5 Електромагнітні вимикачі

13.5.1 Загальні відомості

Масляні і повітряні вимикачі володіють рядом істотних недоліків. Так, масляні вимикачі вимагають догляду за маслом, пожежо- і вибухонебезпечні. У маломасляних вимикачах значно менший об’єм масла, ніж у багатомасляних, однак кількість операцій маломасляних вимикачів обмежена, тому що при частих операціях відключення ця невелика кількість масла швидко забруднюється частками вуглецю, що утворюються при горінні електричної дуги. Повітряні вимикачі вимагають наявності джерела стиснутого повітря. Крім того, вони дуже чуттєві до швидкості відновлення напруги на проміжку.

В електромагнітних вимикачах дуга горить у повітрі при атмосферному тиску і гасне за рахунок подовження і тісного дотику з поверхнею діелектрика під впливом магнітного дуття, створюваного струмом, що відключається. При малому струмі величина електродинамічної сили, що затягує дугу в дугогасну камеру, недостатня і для

переміщення дуги використовується повітряний поршневий пристрій, механічно зв'язаний з рухливими контактами.

Електромагнітні вимикачі належать до швидкодіючих: дуга в них гаситься за 10-20мс. У процесі відключення опір дуги швидко зростає і відіграє роль струмообмежуючого опору, що вводиться в коло, яке відключається. Тому значення струму короткого замикання до моменту обриву дуги зменшується, зменшується також зсув фаз між напругою і струмом кола, що у свою чергу веде до зниження коефіцієнта перевищення амплітуди напруги, що відновлюється. Усе це приводить до того, яка робота електромагнітного вимикача не залежить від власної частоти мережі.

Переваги електромагнітних вимикачів:

- Вимикач пожежо- і вибухобезпечний.
- Для його роботи не потрібно ні масло ні стиснене повітря.
- Малий знос контактів, дугостійка камера, швидке гасіння дуги дозволяють робити велике число операцій вмикання і вимикання без ревізії.
- Вимикач малочутливий до власної частоти кола, що відключається.

Недоліком вимикачів є великі габарити дугогасних камер, що ускладнює розвиток вимикачів по напрузі.

Електромагнітні вимикачі випускаються на номінальні напруги 6, 10,15 кВ із номінальним струмом відключення до 40кА. За кордоном їх випускають на напруги до 24кВ. Ці вимикачі використовуються головним чином в установках власних потреб електростанцій і для комутації косинусних конденсаторних батарей.

13.5.2 Конструкція і принцип дії електромагнітних вимикачів

На рис. 13.11 наведений ескіз контактної і дугогасної системи електромагнітного вимикача типу ВЕМ-6. При розмиканні дугогасних контактів 1 і 2 між ними виникає електрична дуга, яка під впливом електродинамічних сил струмоведучого контуру і повітряного поршневого пристрою, зв'язаного з контактним важелем 3, подовжується і переміщається в положення Б (рис. 21.4,а). При цьому частина дуги АЕ шунтується котушкою магнітного дуття 4, яка має малий опір. На цьому відрізку дуга гасне. Весь струм йде по котушці 4, яка у включеному положенні вимикача не обтикається струмом. Магнітне осердя 5 з полюс-ними наконеч-никами 6 у зоні горіння дуги створює магнітне поле.

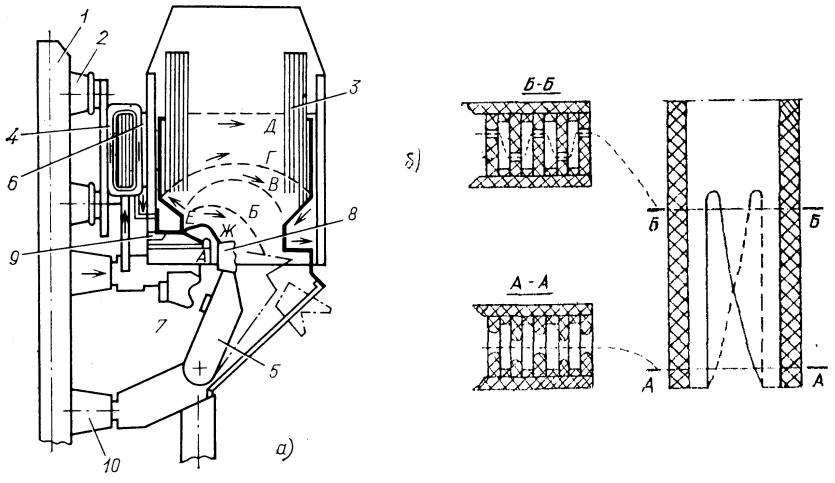


Рисунок 13.11 - Дугогасна камера електромагнітного вимикача ВЕМ-6.

Це поле, взаємодіючи зі струмом дуги, переміщає дугу нагору з великою швидкістю (до 100м/с).

Дуга заганяється в гасну камеру з дугостійкой кераміки яка має високу теплопровідність. В міру переміщення нагору дуга подовжуєть подовжується і приймає форму горизонтального зиґзаґа (рис. 21.4,б). При цьому дуга тісно стикається зі стінками

камери, піддається інтенсивної деіонізації і гасне при першому проходженні струму через нульове значення.

Спад напруги в дузі може бути визначено виразом:

$$U_д = 190 \cdot l_д / \sqrt{\delta}$$

де δ - ширина щілини, м; $l_д$ - довжина дуги, м;

Довжина дуги вибирається такою, щоб у момент переходу струму через нульове значення миттєве значення напруги, що повертається, не перевищило $U_н$.

13.6 Вакуумні вимикачі

13.6.1 Загальні відомості

Широке застосування на підстанціях знаходять вакуумні вимикачі. Їх основні переваги: висока швидкість дії; великий (до 25 років) строк служби; нескладне обслуговування та незначні витрати на експлуатацію; широкий діапазон температур довкілля; висока механічна та електрична зносостійкість; безшумність в роботі; незначні вага та габарити; відсутність масляного господарства та компресорних установок; швидкість відновлення електричної міцності (10 – 15) 10^3 В/мкс; стійкість до ударних та вібраційних навантажень.

Недоліки вакуумних вимикачів: складність розробки та виготовлення; великі капітальні вкладення; комутаційні перенапруги.

13.6.2 Горіння і гасіння дуги у вакуумі

Експериментальні дослідження і досвід експлуатації комутаційних апаратів показали, що на розвиток дугового розряду великий вплив здійснює середовище, у якому відбувається розмикання контактів. У цьому відношенні вакуум, як дугогасне середовище, має ряд істотних переваг у порівнянні з газовими середовищами (повітря, елегаз і ін.). Так, вакуум має дуже високу електричну міцність (близько 100кВ/мм при тиску порядку 10^{-4}Па), має здатність дуже швидко її відновлювати після згасання дуги. Крім того, вакуум створює сприятливі умови для дифузії заряджених часток з області горіння дуги, а також запобігає ударній і термічній іонізації проміжку.

Однак і у вакуумі при розмиканні контактів з'являється дуговий розряд. Причиною його виникнення є термоелектронна або автоелектронна емісії. Через шорсткість контактуючих поверхонь зіткнення їх, як правило, відбувається тільки в декількох точках. У процесі розмикання контактів число контактних точок зменшується, у результаті чого щільність струму на точках, що залишилися в зіткненні, сильно зростає, розігрів їх збільшується, аж до розплавлювання.

Різке підвищення температури контактів приводить до того, що температура катода може бути достатньою для початку термоелектронної емісії з його поверхні. Розігрів поверхонь контактів приводить також до газовиділення матеріалів, з яких вони виготовлені і, як наслідок, до погіршення вакууму.

Установлено, що зміна тиску у вакуумній камері в межах від 10^{-2}Па до 10^{-4}Па практично не впливає на процес відключення. Але при підвищенні тиску до 10^{-1}Па і вище веде до швидкого зростання імовірності іонізації міжелектродного проміжку.

Для зниження газовиділення роблять попереднє вакуумування матеріалу електродів шляхом прогріву їх до високої температури при безупинному відкачуванні і періодичному чергуванні полярності електродів. Нагрівання контактів ведуть протягом декількох годин до червоного розжарювання.

Гасіння дуги здійснюється за рахунок радіальної дифузії заряджених часток і охолодження дуги унаслідок випару великої кількості матеріалу електродів і переносу його до стінок камери. При відключенні кола постійного струму перше загасання дуги спостерігається вже при невеликій відстані між електродами. Виникаючі при цьому значні перенапруги, як правило, виявляються достатніми для повторного пробою проміжка. Повторна дуга гаситься в такий же спосіб, як і перша.

У вакуумних вимикачах з метою зниження виникаючих перенапруг ефективно застосовується шунтування контактів активними опірами або конденсаторами.

Вакуумні вимикачі мають малі габарити, високу швидкодію, невеликий хід рухливого контакту, допускають велике число спрацьовувань без необхідності в ревізії.

13.6.3. Конструкції вакуумних вимикачів

Як уже згадувалося, у вакуумних вимикачах контакти розходяться в повітряному середовищі з тиском 10^{-4}Па. При настільки низькому тиску щільність газу надзвичайно мала. Довжина вільного пробігу молекули досягає 50м, а довжина вільного пробігу електрона близько 300м, що значно перевищує розміри розрядної трубки. Тому при прикладенні напруги не відбуваються іонізуючі зіткнення молекул і самостійний розряд не виникає.

Основним елементом вакуумного вимикача є вакуумна дугогасильна камера (ВДК), в якій проходить гасіння дуги. На рис. 13.12 наведено розріз вакуумної дугогасної камери КВД-21.

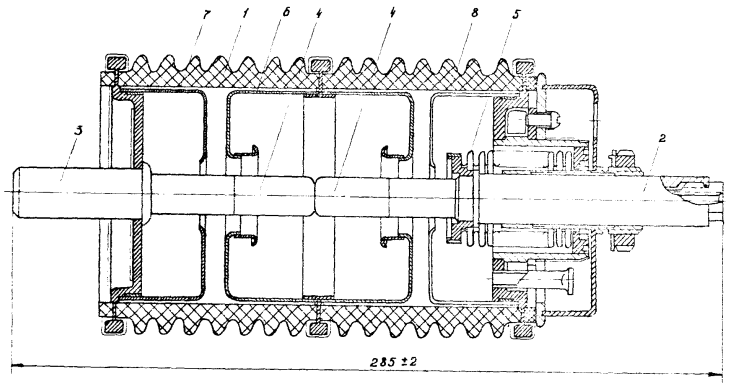


Рисунок 13.12 - Вакуумна дугогасильна камера КДВ-21

У керамічному циліндрі 1 з ребристою поверхнею розміщені торцеві контакти 2 і 3 з вольфрамовими наконечниками 4. Контакт 3 нерухомий, контакт 2 може переміщатися не порушуючи вакууму завдяки сильфону 5. За рахунок атмосферного тиску, що діє на сильфон, забезпечується натискання контактів. Сила їх натискання складає близько 120Н. Хід рухомого контакту в межах 3-5см. Швидкість руху рухомого контакту в момент розмикання від 0,2м/с до 2м/с.

Вакуумна дугогасна камера КВД-21 разрахована на тривалий струм 320А, номінальний струм відключення 2000А, номінальна напруга 20кВ, механічну зносостійкість 100000 операцій, комутаційна зносостійкість (у середньому при струмі 900А) - 40000 операцій. На базі вакуумної камери КВД-21 серійно виготовляються вітчизняними заводами вимикачі навантаження типу ВНВ-10/320 (рис. 13.13).

Вмикають та вимикають високовольтні вимикачі вручну, дистанційно чи автоматично; механізм для вмикання та розмикання вимикача називають приводом. Вал привода з’єднують з валом вимикача за допомогою системи важелів та тяг. Привод

вимикача повинен забезпечувати необхідну надійність та швидкість дії, а при електричному керуванні – найменше споживання електроенергії.

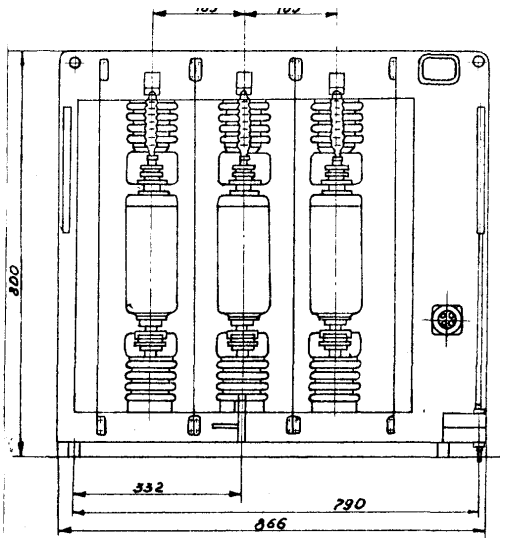


Рисунок 13.13 - Вимикач ВНВ - 10/320

Приводи вимикачів діляться на ручні прямої дії, електромагнітні соленоїдні, пружинні, пружинно-навантаженні, електродвигунові, пневматичні та ін.

Всі приводи мають механізм вільного розчеплення, який забезпечує вимикання навіть у випадках, коли рукоятка привода утримується у ввімкненому положенні. Останнє можливо при увімкненні вимикача на існуюче коротке замкнення. Відомі типи приводів: ручні прямої дії (ПРБА, ПРА); електромагнітні (ПЭ, ШПЭ); пружинні (ППМ-10, ППВ, ПП-74); пневматичні (ПВ, ШПВ).

13.6.4 Відключення кола постійного струму

Процес виникнення дуги при відключенні кола постійного струму нами вже розглянутий. Зазначено також, що вакуумна дуга горить у середовищі паров металу електродів. Розглянемо процес гасіння дуги. Іони, що утворяться під дією високої температури, рухаються до електродів, створюючи поблизу їх відповідні об'ємні заряди.

Потік електронів направляється до анода і бомбардує його. Позитивні іони, що звільняються з анода, рухаються до катода і руйнують його.

Надзвичайно низька щільність газу в камері обумовлює дуже високу швидкість дифузії зарядів через велику різницю щільності часток у розряді і вакуумі. Швидка дифузія часток і висока електрична міцність вакууму дозволяють ефективно гасити дугу у вакуумному вимикачі.

Для зменшення кількості зарядів у виникаючій дузі матеріал для електродів приймають вольфрам, який має високу температуру плавлення і має велику роботу виходу електронів. Контакти з вольфраму, крім того, стійкі проти зварювання.

При відключенні вимикача розпиленні частки матеріалу контактів осаджуються на поверхні ізоляційного циліндра, що створює можливість перекриття ізоляції.

Для захисту циліндра від парів металу електроди захищаються спеціальними металевими екранами 6. Для збільшення електричної міцності у середині камери встановлені додатково два екрани 7 і 8. Якби були відсутні екрани, то електрон, розганяючись в електричному полі на довгому шляху, здобував би високу енергію, достатню для того, щоб при зіткненні з молекулою викликати її іонізацію. Завдяки екранам 6, 7 і 8 електричне поле розбивається на дві невеликих ділянки (між екранами 7 і 6 і між екранами 6 і 8), що в кілька разів знижує шлях пробігу електрона. Можливість перекриття усередині камери різко знижується.

13.6.5 Відключення кола змінного струму

При відключенні кола змінного струму після проходження струму через нуль унаслідок дифузії відбувається швидке розсосування зарядів і через 10*мкс* між контактами камери відновлюється електрична міцність вакууму.

Одним з найважливіших переваг вакуумних вимикачів є швидке наростання електричної міцності після проходження струму через нульове значення. Тому вакуумні вимикачі знаходять широке застосування для відключення конденсаторних батарей.

13.6.6 Особливості виконання контактної системи вакуумного вимикання

Серйозним недоліком вакуумної дугогасної камери є зріз (обрив) струму при підході до нульового значення. Виникнення зрізу струму пояснюється тим, що при зменшенні струму в дузі падає тиск парів металу, дуга стає хитливою й обривається. При цьому виникають перенапруги, що виводять з ладу обладнання, що відключається. Величина струму зрізу залежить як від параметрів кола, що відключається, так і від властивостей матеріалу контактів.

Вольфрам найбільш стійкий проти зварювання, має також високу температуру плавлення і зносостійкість. Однак він дає високі значення струму зрізу і перенапруг, тому що має низький тиск парів металу.

Мідні контакти дозволяють знизити перенапруги в 2,5 рази, але мідь дуже схильна до зварювання і зносу. Вітчизняною промисловістю в останнє десятиліття створені контакти, що мають високу зносостійкість і низькі значення перенапруг. Наприклад, частина контактної поверхні виконується з дугостійкого матеріалу (молібден), а частина з матеріалу з високим тиском парів (сурма).

Контактна система вакуумного вимикача працює в тяжких умовах. Наявність вакууму, що оточує контакти, значно погіршує охолодження, яке відбувається в основному за рахунок теплопровідності тіла контактів і випромінювання.

13.6.7 Область застосування

За рахунок удосконалення конструкції камери і застосування нових контактних матеріалів розроблені, побудовані і випробувані вакуумні камери для вимикачів навантаження і силових вимикачів на напругу 10кВ з номінальним струмом до 2000А и струмом відключення до 40кА, а також камера для напруги 35кВ із номінальним струмом 1000А и струмом відключення 12,5кА.

Слід зазначити, що створення вакуумних вимикачів на струми відключення вище 20кА зв'язано з великими складнощами.

Звичайно камери випускаються на напруги до 20-35кВ. При більш високих напругах необхідно послідовно з'єднувати велике число камер.

Досвід експлуатації і розробки вакуумних вимикачів показав, що основною перевагою їх є велике число припустимих операцій. На даний час механічна зносостійкість досягає $10x10^6$, електрична - $2x10^6$ операцій.

Вакуумні вимикачі знаходять широке застосування в системах електропостачання як високовольтні контактори.

13.7 Елегазові вимикачі

13.7.1 Загальні відомості

В електротехнічному обладнанні в якості ізоляційного, дугогасного і охолоджувального середовища найбільше часто застосовуються мінеральне масло і повітря. У порівнянні з маслом і твердими діелектриками гази мають визначені переваги, головні з яких - винятково мала провідність і практично відсутні діелектричні втрати, незалежність електричної міцності від частоти в однорідному полі, мала забруджувальність під дією дуги і корони.

З підвищенням тиску газу електрична міцність в однорідних або слабко неоднорідних полях збільшується і за певних умов може перевищити електричну міцність трансформаторного масла, глибокого вакууму і порцеляни.

Для спрощення конструктивного виконання обладнання з газовою ізоляцією бажано, щоб необхідна електрична міцність була забезпечена при порівняно невеликому надлишковому тиску.

При застосуванні газу в електротехнічному обладнані крім ізоляційних, необхідно враховувати й інші властивості газів, а саме: сам газ і його продукти розкладу не повинні бути токсичними; по відношенню до застосованого в даному обладнанні матеріалам, газ повинний бути хімічно нейтральним; він повинен мати низьку температуру спалювання, що дозволило б використовувати його при підвищених тисках і при низьких температурах навколишнього середовища; газ повинен володіти значною тепловідвідною здатністю, дисоціація газу повинна бути незначною, він повинний бути пожежо- і вибухобезпечним, легкодоступним і недорогим. Крім того, газ повинен мати добру дугогасну здатність.

Самим доступним газом є повітря, однак по сукупності вимог воно не завжди прийнятне. Електрична міцність деяких газів і парів значно вище, ніж у повітря. Але тільки деякі з них задовольняють вимогам, запропонованим до електричної газової ізоляції.

Багато речовин більш-менш інтенсивно розкладаються в умовах електричного розряду, багато хто з них у звичайних умовах знаходяться в рідинному стані, і нарешті, деякі з них при розкладі виділяють вільний вуглець, який осідає на поверхні твердих елементів ізоляційних конструкцій, роблячи їх провідними.

Найбільш повно задовольняє поставленим вимогам елегаз (шестифтористa сірка). Одержують елегаз у результаті прямої реакції між розплавленою сіркою і газоподібним фтором, який утворюється при електролізі розчину фтористого калію у фтористоводневій кислоті.

Елегаз являє собою з'єднання, що має хімічну формулу SF_6. Це безбарвний газ без запаху щільністю 6,52кг/м^3 при нормальному атмосферному тиску і температурі 0°С, приблизно в п'ять разів важче повітря. Елегаз містить 21,95% сірки і 78,05% фтору.

Як і вуглекислий газ, при атмосферному тиску елегаз може знаходитися тільки в газоподібному і твердому стані. При тиску 10^5Па температура переходу з твердого стану в газоподібне (температура сублімації) дорівнює - 63,8°С. При тисках вище $2{,}28 \times 10^5$Па в залежності від температури елегаз може знаходитися у всіх трьох агрегатних станах. При такому тиску температура потрійної крапки дорівнює -50,8°С (для води, вільної від повітря, потрійна крапка має місце при температурі +0,01°С и тиску 611Па).

Елегаз може бути зріджений тиском, що дозволяє транспортувати його в балонах у рідиному стані. У порівнянні з повітрям елегаз має такі переваги:

- Електрична міцність у 2,3÷2,5 рази вище, ніж у повітря. При тиску 2×10^5Па міцність елегаза наближається до міцності трансформаторного масла.
- Висока питома об'ємна теплоємність (майже в 4 рази вище, ніж у повітря) дозволяє збільшити навантаження струмоведучих частин, зменшити масу міді в комутаційному апараті.

- Дугогасна здатність камери подовжнього дуття з елегазом у 5 разів вище, ніж з повітрям.
- Мала напруженість електричного поля в стовпі дуги, завдяки чому різко скорочується знос контактів. Зменшується ефект термодинамічної закупорки сопла. Це дозволяє збільшити відстань між контактами, підвищити напруги на кожному контактному проміжку, збільшити допустиму швидкість відновлення напруги на проміжку.
- Елегаз є інертним газом, який не вступає в реакцію з киснем, воднем, слабко розкладається дугою. Сам елегаз не токсичний, хоча деякі його продукти розкладу небезпечні.

До недоліків елегазу варто віднести високу температуру його скраплення. Так при тиску 13,1xl0^{5}Па з газоподібного стану в рідке елегаз переходить при температурі 0°С. Це вимагає або підігріву, або використання елегазу при більш низькому тиску. При тиску 3,5x10^{5}Па температура скраплення складає мінус 40°С. До недоліків також варто віднести складність і дороговартісне одержання гарних результатів - потрібен елегаз з високою чистотою (без домішок).

13.7.2 Конструкція елегазових вимикачів

Дугогасна здатність елегазу, як і будь-якого газу, найбільше ефективно використовується в тому випадку, коли струмінь газу з великою швидкістю обтікає палаючу дугу.

В елегазових вимикачах застосовують такі конструктивні виконання:

- Вимикачі з автоматичним дуттям. Примусове дуття в таких апаратах створюється за рахунок енергії відключаючих пружин.
- Вимикачі з переміщенням дуги в елегазі за рахунок взаємодії струму дуги з магнітним полем.
- Вимикачі, у яких гасіння дуги здійснюється за рахунок інтенсивного дуття, створюваного при переході газу з резервуара з високим у резервуар з низьким тиском (система з подвійним тиском).

На рис. 13.14 показана принципова схема дугогасного пристрою з автопневматичним примусовим дуттям.

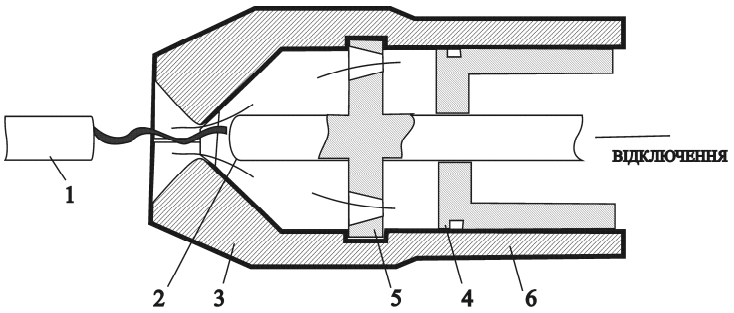


Рисунок 13.14 - Принципова схема дугогасного пристрою з автопневматичним примусовим дуттям

При відключенні між нерухомим 1 і рухомим 2 контактами виникає електрична дуга. Рухомий контакт 2 за допомогою перегородки 5 жорстко закріплені в циліндрі 6, який закінчується соплом 3 із фторопласта. Поршень 4 нерухомий. При відключенні елегаз стискується, і проходячи через сопло, охоплює дугу і створює сприятливі умови для її ефективного гасіння. Дугогасний пристрій розташовується в герметичному баку з тиском елегазу 2÷2,8x10^{5}Па, що дозволяє одержати необхідну електричну міцність внутрішньої ізоляції.

На рис. 13.15 наведена схема автопневматичного дугогасника, принцип дії якого аналогічний описаному на рис. 13.14.

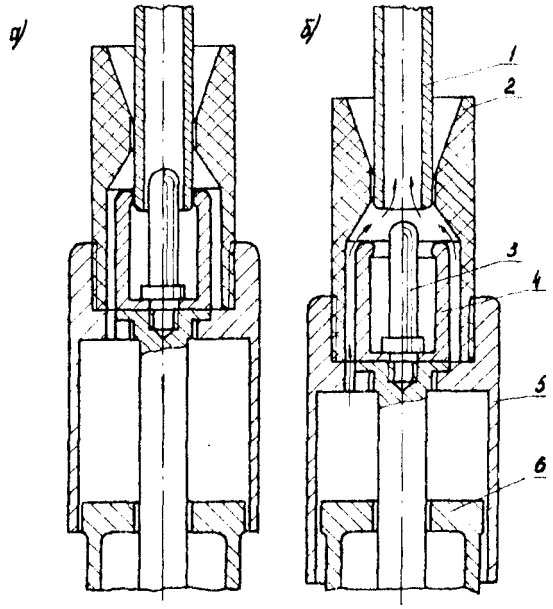


Рисунок 13.15 - Автопневматичний дугогасний пристрій с рухомим металевим циліндром і ізоляційним соплом : а - у положенні «включене», б - у процесі відключення.

У включеному положенні рухомі контакти 4 щільно охоплюють нерухомий трубчастий контакт 1. Дугогасний контакт 3 знаходиться у внутрішній порожнині труби. При відключенні рухома система, яка має циліндр 5, контакти 4 і 3 і сопло 2, опускається вниз. Об'єм між нерухомим поршнем 6 і дном циліндра 5 скорочується, тиск у цій області підвищується. Цей тиск створює дуття, яке забезпечує гасіння дуги, що виникає між нерухомим 1 і дугогасним рухомим 3 контактами.

На базі описаного пристрою створений елегазовий вимикач для залізниць напругою 27,5кВ, струмом відключення 15кА і тривалим струмом 1кА (рис. 13.16). Підвищений тиск елегазу виключає необхідність підігріву.

Автопневматична схема використовується у вимикачах напругою до 220кВ. Найбільша напруга на один розрив до 72кВ. Ця схема успішно застосовується також у вимикачах навантаження.

На рис. 13.17 показано дугогасний пристрій з магнітним дуттям, 1 - циліндричний порцеляновий ізолятор, 2 - рухомий контакт, 3 - постійні магніти, 4 - рухомий контакт.

Пристрій розташований в циліндричному порцеляновому ізоляторі 1, наповненому елегазом при тиску $4x10^5$ Па. При відключенні розходяться контакти 2 і 4. На виникаючу між ними дугу впливає радіальне магнітне поле, створюване постійними магнітами 3. Сила взаємодії поля і струму дуги спрямована по дотичній і переміщає дугу з досить великою швидкістю в елегазі, що забезпечує найшвидше її гасіння. Такі пристрої частіше застосовують у елегазових вимикачах навантаженняУ силових вимикачах з такою схемою магнітне поле створюється котушкою, по якій протікає струм, що відключається. Найбільш ефективно властивості елегазу використовуються в дугогасних пристроях з подвійним тиском (рис. 13.18). Металевий бак з елегазом при тиску $3x10^5$Па закріплений на опорному ізоляторі. Нерухомі контакти камер 10 закріплені на вводах 1. Конденсатори 3 вирівнюють напругу по розривах

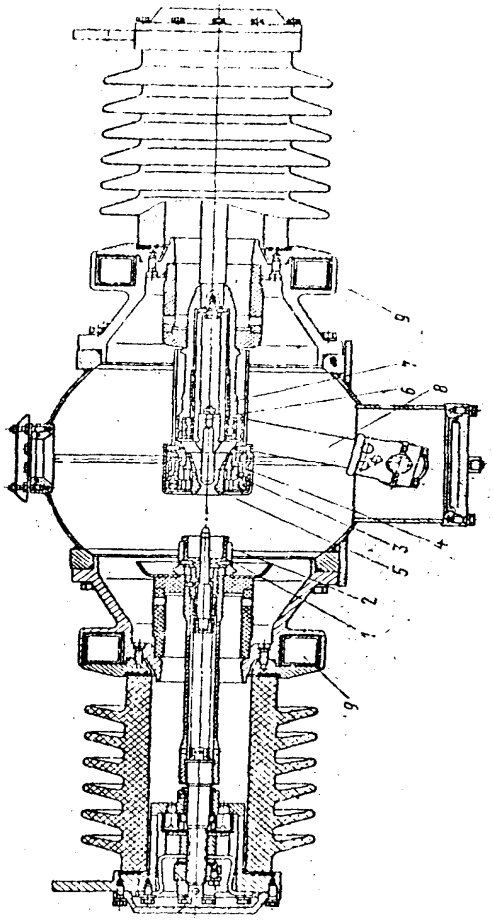


Рисунок 13.16 - Елегазовий вимикач

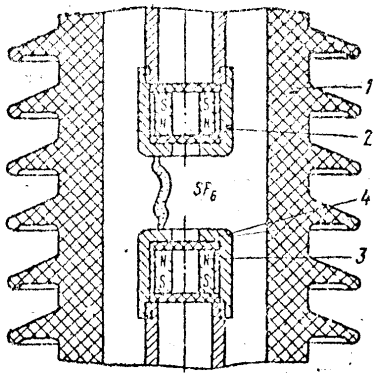


Рисунок 13.17 - Дугогасний пристрій з магнітним дуттям

У баці 4 - знаходиться елегаз високого тиску ($15x10^5$ Па). Клапан 5 керує виходом газу з цього бака в камеру 6. Шунтуючі резистори 8 зі своєю контактною системою 7 запобігають перенапрузі і створюють ще більш сприятливі умови гасіння дуги. Обертання рухомих контактів з камерами 6 здійснює приводний механізм 9.

На рис. 13.18,б показаний розріз дугогасника. У включеному положенні трубчастий нерухомий контакт 10 з'єднується з пальцями 11 розеточного контакту 12. При відключенні під дією приводного механізму 9 дугогасник 6 з розеточним контактом 11 починає обертатися проти годинникової стрілки, при цьому одночасно відкривається клапан 5, яка виникає між контактами 10 і 11 дугу заганяє усередину сопел 10 і 12, піддаючи її двосторонньому подовжньому обдуву, завдяки чому дуга швидко гасне.

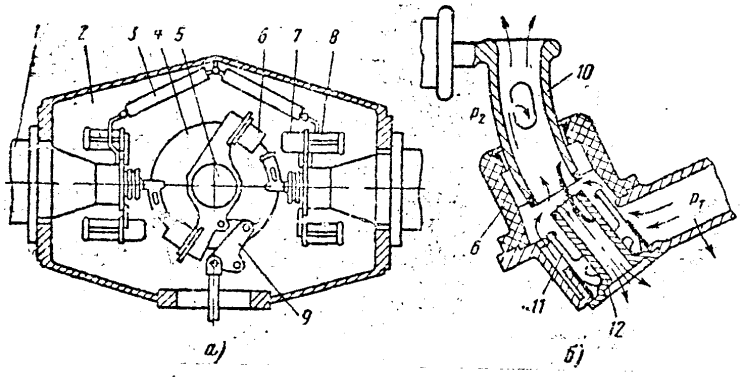


Рисунок 13.18 - Схема дугогасної камери з подвійним тиском

13.8. Вимикачі навантаження

13.8.1 Загальні відомості

Вимикач навантаження - це найпростіший високовольтний вимикач. Вимикачі навантаження (або роз'єднувачі потужності) призначені для розмикання електричного кола високої напруги при невеликій потужності.

Дугогасильні пристрої вимикачів розраховані на гасіння малопотужної дуги, що виникає при відключенні струму навантаження. Їх не можна застосовувати для відключення струмів короткого замикання. Щоб розірвати електричне коло у разі виникнення короткого замикання, послідовно з вимиканням навантаження встановлюються високовольтні запобіжники відповідного типу.

Вимикачі навантаження замінили дорогі високовольтні вимикачі. Дорого коштує не тільки високовольтний вимикач, а й привід до нього. Якщо струм мережі відносно слабкий, 400 - 600 А, доцільно вимикач з релейного захистом замінити на вимикач навантаження з запобіжниками.

У відключеному положенні вимикач навантаження забезпечує видимий розрив між контактами як звичайний роз'єднувач.

У вимикачах навантаження для гасіння дуги використовуються камери з автогазовим, автопневматичним, електромагнітним, елегазовим дуттям і вакуумними елементами.

При автогазовому дутті гасіння дуги здійснюється виділенням під дією температури дуги зі стінок камери газу.

Вимикач навантаження з автопневматичним дуттям є варіантом невеликого повітряного вимикача. Для гасіння дуги у таких вимикачів подача стисненого повітря здійснюється за рахунок енергії, що відключає пружини. Принцип його дії аналогічний принципу піддуву електромагнітного вимикача.

Коли використовується у вимикачах навантаження елегазове дуття, то дугогасильні камери заповнюється газом при тиску в дві атмосфери. При відключенні дугу охоплює потік газу, що створюється поршневим пристроєм. Рух рухомого контакту поршневого пристрою здійснюється енергією відключає пружини. Серійно випускаються вимикачі навантаження з елегазовим дуттям на напругу до 35 - 110 кВ.

13.8.2 Конструктивне виконання

До теперішнього часу в основному використовувалися вимикачі навантаження з авто дуттям. Найпростіша конструкція автогазового вимикача навантаження на 10кВ показана на рис. 13.19. Такі вимикачі мають прибудовані дугогасильні камери з газогенеруючими вкладишами з органічного скла для гасіння малопотужної дуги, що виникає при відключенні, струму навантаження в кілька сотень амперів. Під дією високої температури електричної дуги, утвореної при розмиканні контактів вимикача, органічне скло виділяє гази, що утворюють під тиском інтенсивний потік, що гасить дугу. Прикладом є вимикачі навантаження типу ВН-16. Випускаються також вимикачі навантаження з запобіжниками і заземлюючими ножами типу ВНПЗ-16 (17).

Вимикач навантаження ВНП-17 відрізняється від ВНП-16 наявністю пристрою для автоматичного відключення при перегорянні вставок запобіжника будь-якої фази. Наявність заземлюючих ножів, позначається буквою З. На рисунку 13.19, а показані вимикачі навантаження ВН-16. На зварений з кутової сталі рамі 1 установлені шість порцелянових ізоляторів 2, на яких закріплені головна контактна система і дугогасильні камери 3. На трьох нижніх ізоляторах в осьових контактах розташовані осі обертання рухливих контактних ножів 4 із пружинами, що забезпечують необхідний контактний тиск. На трьох верхніх ізоляторах закріплені роз’ємні контакти і дугогасильні камери.

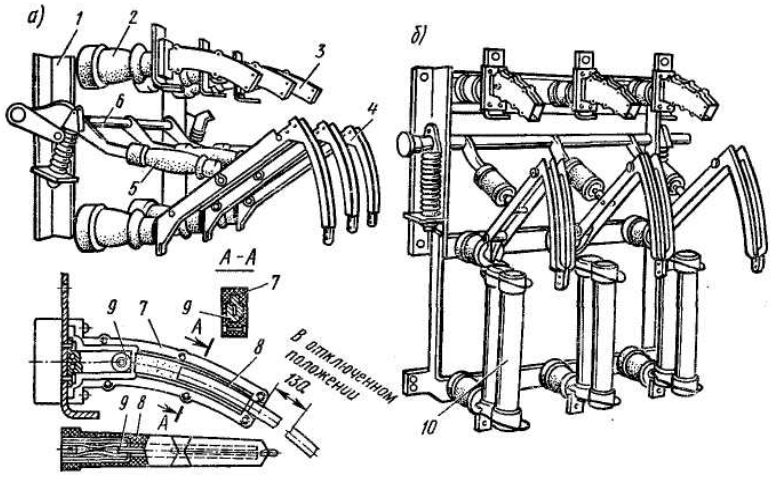


Рисунок 13.19 - Вимикачі навантаження: а – ВН-16; б – ВНП-16

Порцелянові тяги 5 служать для з'єднання ножів з валом 6 вимикача через приварені до нього важелі. На валу також закріплені по дві відключаючи пружини, з кожної сторони і по одному гумовому буфері. Пружини забезпечують необхідну швидкість відключення після звільнення механізму вільного розчіплювання приводу, а буфери зм'якшують удар при відключенні, обмежуючи кут повороту вала. До рами вимикача прикріплені ножі заземлення за допомогою бічних пластин. З боку, протилежної ножам заземлення, на рамі встановлюється на болтах напіврама (скоба) із запобіжниками. До контактних ножів вимикача, називаним головними (на відміну від дугогасильних), сталевими власниками прикріплені гасильні ножі, що мають форму смуг, вигнутих по дузі окружності.

Дугогасильна камера виготовляється з пластмаси і складається з двох щік 7, стягнутих гвинтами. Усередині корпуса камери є два вкладиші з органічного скла 8 і два нерухомих контакти 9. Дугогасильні ножі входять у пази дугогасильних камер. Форма паза в камері відповідає формі дугогасильного ножа.

Контактна система улаштована так, що при включенні спочатку замикаються дугогасильні контакти, тому що дугогасильний ніж має велику довжину, а при відключенні спочатку розмикаються головні контакти і потім дугогасильні. Замикання і розмикання головних контактів відбуваються в повітрі, а розмикання дугогасильних контактів відбувається в камерах. Вимикач ВНП-16 (рис. 13.19, б) має запобіжники 10, що перегоряють при короткому замиканні.

Ножі заземлення забезпечуються валом, привареними контактами у вигляді мідних пластин, блокуючим пристроєм. Ножі можуть заземляти тільки верхні або нижні контактні стійки вимикача, тому встановлюються зверху чи знизу вимикача. Вал заземлюючих ножів через блокування пов’язаний з валом вимикача. Блокування не дозволяє включити ножі заземлення при включеному вимикачі і включити вимикач при включених ножах заземлення. Ножі заземлення можна включати і відключати тільки при відключеному вимикачі.

Щоб здійснювати управління ножами заземлення, використовується окремий привід типу ПР-2. Може застосовуватися ручний привід. Привід ножів встановлюють з боку, протилежного приводу вимикача.

Використовуються також модернізовані серії вимикачів, наприклад: вимикач навантаження автогазовий перемінного струму серії ВНМ-10 із приводом пружинним серії ПП-16. Вимикач навантаження призначений для багаторазових комутаційних операцій. Встановлюється в камери КСО серії 300, КТП і ПРУ. Тип приводу - ПП-16 з дистанційним чи місцевим керуванням і блокуваннями головних і заземлюючих ножів. Вимикач допускає автоматичне відключення при перегорянні одного з запобіжників. У порівнянні з

аналогами має наступні переваги: струмопровідні та їхні механізми змонтовані на монолітну ізоляційно-корпусну систему, що дозволяє забезпечити високу точність зборки без регулювань і стабільну надійність роботи. Ізоляційно-корпусна система вимикача стабільно витримує електродинамічний вплив струмів 81кА й іспиту на дугостійкість

Вимикачі навантаження з автогазовим дуттям при напрузі 10 кВ можуть відключати струми 200 А 75 разів, а в разі струму 400 А - тільки 3 рази.

Невисока надійність вимикачів, мале число відключень номінального струму, обмежена включаюча здатність і електродинамічна стійкість потребували розробки нових видів вимикачів навантаження. Одним з них є вимикач навантаження електромагнітного типу. Він застосовується при номінальних токах 630, 400 А і відповідно номінальних напругах 6, 10 кВ. У таких вимикачів підвищені струми відключення більше номінальних в 1,5 рази, а граничні наскрізні струми становлять: амплітудне значення 51 кА, діюче значення періодичної складової 20 кА. Вимикач обладнаний пружинним приводом з ручним заводом і дистанційним керуванням.

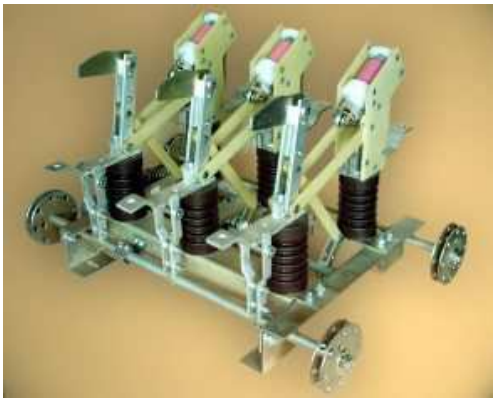


Рисунок 13.20 - Вакуумний вимикач навантаження ВНВР-10/630-20

Рисунок 13.21 - Вакуумний вимикач навантаження ВБСН-10-20

Вакуумні вимикачі навантаження, мають малі габарити і вагу, володіють високими експлуатаційними можливостями, успішно застосовуються в якості вимикачів навантаження.

Так вимикач серії ВНВР-10/630 розрахований на напругу 10 кВ і номінальний струм 630 А.

13.8.3 Приводи вимикачів навантаження

Привод для керування вимикачем навантаження може бути як ручний - для керування з місця установки, так електромагнітний - для дистанційного керування.

При ручному управлінні вимикачами в основному використовуються приводи ПР-17. Коли необхідно дистанційне відключення, то застосовують привід ПРА-17, у разі дистанційного керування включенням і відключенням - електромагнітний привід ПЕ-11С. Найбільше поширення отримав привід для включення вимикачів навантаження ПРА-12.

14. РОЗ’ЄДНУВАЧІ, ВІДДІЛЬНИКИ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ І ЇХ ПРИВОДИ

14.1 Роз'єднувачі

Роз'єднувачами називають апарати, призначені для зняття напруги з окремих ділянок електричної мережі високої напруги відділенням їх від частин установки, що знаходяться під напругою, а також для створення видимого повітряного проміжку.

Оскільки роз'єднувачі не мають дугогасних пристосувань, їхнє включення і відключення під струмом супроводжується утворенням між контактами стійких електричних дуг, які взаємодіючи, приводять до міжфазних коротких замикань.

Оперативні переключення роз'єднувачами допускаються тільки при відключеному вимикачі відповідного ланцюга (крім операцій переходу з однієї системи шин на іншу). Для запобігання можливості виконання операцій роз'єднувачем при включеному вимикачі застосовують систему механічного чи електричного блокування, що не допускає включення або відключення роз'єднувача при включеному вимикачі. Як виняток "Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж" з метою спрощення схем допускається використання роз'єднувачів для проведення деяких операцій, які супроводжуються включенням або відключенням струмів невеликих сил.

У закритих розподільних пристроях трьохполюсними роз'єднувачами на напруги 6, 10, 35 кВ зі стандартними відстанями між полюсами дозволяється відключати струм замикання на землю відповідно силою 7,5; 3,1; 5 А і зарядний струм силою 2,5; 1,0; 0; 0,5 А на фазу.

Роз'єднувачами дозволяється також включати і відключати нейтралі трансформаторів і дугогасні котушки (при відсутності в мережі замикань на землю), зарядний струм шин і обладнання (крім конденсаторних батарей), а також включати і відключати обхідні роз'єднувачі, якщо включений шунтуючий ними вимикач. Допускається відключення і включення трьохполюсними роз'єднувачами при напрузі 10 кВ і нижче навантажувального струму ліній силою до 15 А.

У відкритих розподільних пристроях роз'єднувачам горизонтально-поворотного типу і віддільникам дозволяється відключати намагнічуючі струми трансформаторів і зарядні струми ліній, сили яких не перевищують значення приведені у табл. 14.1.

Таблиця 14.1 – Допустимі параметри для роз'єднувачів

Напруга, кВ	Відстань між полюсами, м	Сила струму, А	
		Намагнічування	Зарядного
20...35	1,0	2,3	1,0
	2,0	11,0	3,5
110	2,5	8,0	3,0
	3,5	14,5	5,0
150	3,0	2,3	—
	6,0	17,0	—
220	5,0	8,0	—
	6,8	17,0	—

Основні параметри роз'єднувача: значення номінальної напруги, сила номінального струму, сила п’ятисекундного струму термічної стійкості, допустимий струм найбільшої сили (амплітудне значення).

За місцем розташування розрізняють роз'єднувачі для внутрішніх і для зовнішніх установок.

За конструкцією розрізняють роз'єднувачі наступних типів: рублячого, ножі яких обертаються в площині осей ізоляторів; поворотного з обертанням ножів у площині, що перпендикулярна до осей ізоляторів; штепсельного, з ізоляторами, що рухаються уздовж своєї осі (застосовуються в КРУ); з рублячими, обертовими навколо своєї осі ножами; з падаючими рухливими контактами при включенні.

Крім робочих ножів, роз'єднувачі можуть забезпечуватися додатково заземлюючими ножами, які призначені для закорочування і заземлення фаз частини установок при ремонтах (після повного їхнього відключення від інших частин, що знаходяться під напругою).

Роз'єднувачі для внутрішньої установки виконуються одно- і триполюсними рублячого типу. Основні частини роз'єднувача: металева рама; нерухомі ізолятори; рухливі ізолятори; нерухомий контакт; ніж (рухливий контакт); вал із приводним важелем для шарнірного приєднання рухливих ізоляторів із шарнірно–приєднаними з іншої сторони ножами.

Керування роз'єднувачем здійснюється поворотом його вала. На роз'єднувачах, призначених для відключення незначних струмів, передбачаються «роги», що грають роль дугогасних контактів, на яких відбувається розрив дуги.

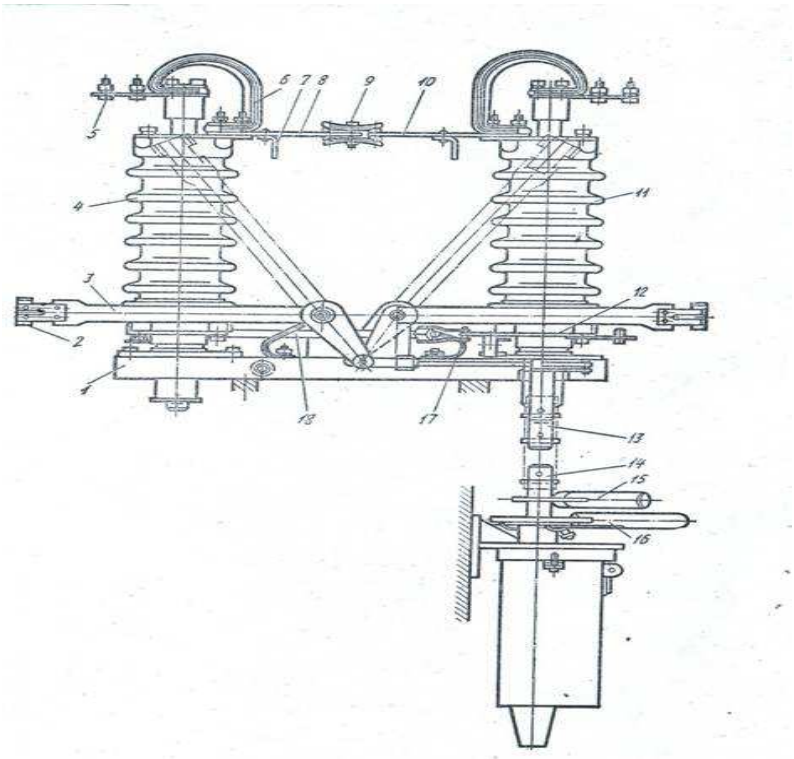


Рисунок 14.1 - Роз’єднувач горизонтально поворотного типу РНДЗ-35
1 - рама; 2, 7 - контакти заземляючих ножів; 3 - заземляючі ножі; 4,11 - ізолятори; 5 - затискачі для приєднання ошиновки РУ; 6 - мідні гнучкі стрічки; 8;10 - ножові рухомі контакти; 9 - контактні ламелі; 12 - важелі; 13 - вісь крайнього ізолятора; 14 - вертикальна вісь; 15 - ручка головних ножів; 16 - ручка заземляючих ножів; 17 - гнучкий зв'язок .

Важливо вдало розташувати підводячи шини стосовно ножа роз'єднувача (під кутом). Невдале розташування може стати причиною виникнення значних зусиль через електродинамічну взаємодію струмів шини і ножа, що прагнуть відключити роз'єднувач. Особливо великі ці зусилля при струмах короткого замикання. Для запобігання самовідключення роз'єднувачів потрібно прагнути розташувати шини стосовно ножів роз'єднувача

так, щоб зусилля звести до мінімуму. На однополюсних роз'єднувачах, керованих за допомогою штанги, передбачені спеціальні запірні пристрої. Роз'єднувачі старих конструкцій випускалися з плоскими пружними контактами. Роз'єднувачі, що випускаються вітчизняними заводами, мають лінійні (рідше плоскі з пружинними натисканнями) контакти, що мають значно більшу динамічну і термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Лінійний контакт утворюється за рахунок плоскої, загнутої під кутом 90° шинки (нерухомий контакт), яку по обидва боки охоплюють смуги рухомого ножа, що притискаються до неї сталевою спіральною пружиною. При такій конструкції контактів струм, що проходить по ножам роз'єднувача, протікає по двох його рівнобіжних смугах, які, взаємодіючи, притягаються тим більше, чим більша величина сили струму, що протікає по них.

Роз'єднувачі для внутрішньої установки розміщуються на стіні чи на металевій конструкції. Рама роз'єднувача заземлюється. При наявності на роз'єднувачі заземляючих ножів, передбачається механічне блокування, яке не допускає включення заземляючих ножів при включених робочих ножах і навпаки.

Роз'єднувачі для зовнішньої установки розміщаються на спеціальних металевих чи залізобетонних конструкціях. На напругу 35 кВ і вище роз'єднувачі виконуються у виді трьох окремих полюсів, що на місці установки з'єднуються трубчастими тягами чи валами в один трьохполюсний апарат, керований одним приводом.

Розрізняють ручні, електропривідні і пневматичні приводи роз'єднувачів.

Застосування електропривідних і пневматичних приводів дає можливість здійснювати дистанційне керування роз'єднувачами.

Ручні приводи підрозділяються на важельні, штурвальні і черв'ячні. Важельні найбільш прості за своєю конструкцією і широко застосовуються для керування роз'єднувачами.

На рис. 14.2 зображений привод типу ПР-2, призначений для керування роз'єднувачами для внутрішньої установки на 6...10 кВ, 400...600 А. Привод виконують у двох варіантах: 1) для приєднання тяги від роз'єднувача до заднього підшипника (рис. 14.2.1,а); 2) для приєднання тяги від роз'єднувача до лицьової сторони (рис. 14.2,б).

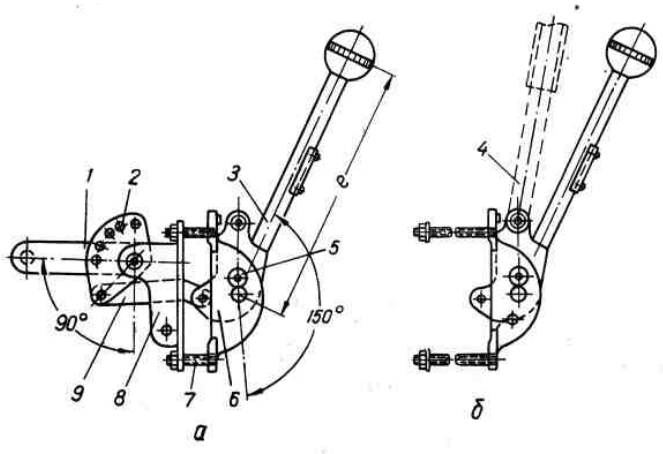


Рисунок 14.2 - Привод типу ПР-2

Привод, виконаний за першим варіантом, складається з переднього комплектного підшипника 6 з рукояткою 3 і заднього комплектного підшипника 8 із сектором 2 і важелем 1. Для зручності проведення операцій на кінець рукоятки привода нагвинчується пластмасова кулька. При монтажі передній комплектний підшипник встановлюється в коридорі (чи на пункті керування), а задній - на іншій стороні стінки (усередині

розподільного пристрою). Обидва підшипники скріплюються за допомогою шпильок 7 і гайок. Протилежний кінець рукоятки 3 зв'язується із сектором 2 за допомогою шатуна 9. З'єднання привода з роз'єднувачем здійснюється газовою трубою діаметром 20 мм із двома вилками на кінцях (показано пунктиром на рис. 14.2,б). Отвори в секторі 2 допускають підбір потрібного положення важеля 1 заднього підшипника.

Лицьова частина привода, виконаного за другим варіантом, така ж, як і розглянута раніше. Тяга від роз'єднувача приєднується звареною вилкою 4 безпосередньо до рукоятки привода.

На передньому підшипнику є фіксатор (засувка), який автоматично фіксує ручку в положенні "Включено" і "Відключено". Привод допускає установку блоку-замка замість фіксатора для електромагнітного блокування роз'єднувача з вимикачем. Передбачена також можливість приєднання до приводу від двох до восьми пар блок-контактів. Механізм приводу заводить важелі за мертве положення при включенні, чим забезпечуються надійне запирання роз'єднувача і неможливість самовідключення його ножів при протіканні струмів короткого замикання.

Для керування важкими роз'єднувачами для внутрішньої установки застосовуються черв'ячні приводи типу ПЧ. Для включення чи відключення роз'єднувача необхідно зробити дванадцять оборотів ручкою привода в одну чи в іншу сторону.

Для ручного керування роз'єднувачами зовнішньої установки служать приводи типів ПРЗ (привод підйомний для зовнішньої установки) і ПЗЧ (привод для зовнішньої установки, черв'ячний).

Операції ввімкнення, вимкнення роз’єднувачів РНД-РЛНД-35-110 кВ здійснюються за допомогою приводів ПРН-110М, ПРН-220М. Перед виконанням операцій роз’єднувачем необхідно перевіряти цілісність ізоляторів і шлейфів та відповідність блокувальних і фіксувальних пристроїв положенню ножів. Після виконання операцій роз’єднувачем перевірити заходження ножів у губки і відповідність фіксувальних і блокувальних пристроїв положенню ножів.

Допускається відключення і включення триполюсними роз'єднувачами зовнішньої установки при напрузі 10 кВ і нижче навантажувального струму до 15 А.

Допускається дистанційне вимкнення роз'єднувачами несправного вимикача 220 кВ і вище, зашунтованого одним вимикачем або колом з декількох вимикачів інших приєднань системи шин (схема чотирикутника і т.п.), якщо вимкнення вимикача може привести до його руйнування і знеструмлення підстанції.

Типи роз’єднувачів:

Роз’єднувач РД(З)-10/400(630) триполюсний на напругу 10кВ зовнішньої установки призначені для включення і відключення знеструмлених ділянок електричного кола високої напруги, а також заземлення вимкнених ділянок за допомогою заземлюючих ножів, в умовах помірного і холодного клімату (УХЛ 1).

Управління роз’єднувачем здійснюється ручним приводом типу ПР(З) – УХЛ1.

Технічні характеристики: номінальна напруга 10 кВ, найбільша робоча напруга 12 кВ, номінальний струм 400(630) А, габаритні розміри 1230х460х480 мм, маса 50-70кг.

Роз’єднувач РВ(З)-10/400(630) на напругу 10кВ призначений для включення і відключення під напругою ділянок електричного кола при відсутності струму навантаження. Управління роз’єднувачем здійснюється ручним приводом типу ПР – 10-1-УЗ, роз’єднувач виготовляється в трьохполюсному виконанні.

Технічні характеристики: номінальна напруга 10кВ, найбільша робоча напруга 12 кВ, номінальний струм 400(630) А, частота 50 Гц, габаритні розміри 704х589х182 мм, маса 29-40 кг.

Роз'єднувач РВФ(З)-10/400(630) на напругу 10 кВ призначений для включення і відключення під напругою ділянок електричного кола при відсутності струму навантаження.

Управління роз'єднувачем здійснюється ручним приводом типу ПР – 10-1-УЗ, роз'єднувач виготовляються в трьохполюсному виконанні. Технічні характеристики: номінальна напруга 10 кВ, найбільша робоча напруга 12 кВ, номінальний струм 400 (630) А, частота 50 Гц.

Роз'єднувач однополюсний РВО 10/630 внутрішньої установки призначений: для вмикання і вимикання під напругою ділянок електричної мережі при відсутності навантажувального струму, для безпечного виконання робіт на вимкненій дільниці, для вмикання і вимикання зарядних струмів повітряних і кабельних ліній , струмів холостого ходу трансформаторів.

Технічні характеристики: номінальна напруга 10 кВ, найбільша робоча напруга 12 кВ, номінальний струм 400(630) А, частота 50 Гц, габаритні розміри 464х100х158 мм, маса 6,3-10 кг.

Роз'єднувачі високовольтні РД(З) - 35/1000 зовнішньої установки призначені для вмикання та вимикання знеструмлених ділянок електричного кола, а також заземлення вимкнених ділянок за допомогою заземлюючих ножів в умовах помірного і холодного клімату (УХЛ 1) . Роз'єднувачі виготовляються в одно-, двох- або трьохполюсному виконанні без ножів заземлення (РД-35/1000), з одним ножем заземлення (РДЗ.1-35/1000), з двома ножами заземлення(РДЗ.2-35/1000).

Позначення в марках роз'єднувачів: Р — роз'єднувач, В — високовольтний, О - однополюсний, З — з ножами, що заземлюють, Ф - фігурне виконання; цифри позначають номінальну напругу (кВ) і номінальний струм (А); якщо в типовому позначенні є буква Т, вона вказує кліматичне виконання (тропічне).

14.2 Короткозамикачі і віддільники

Велика кількість трансформаторних підстанцій на 35...220 кВ виконується по схемі "блок - лінія – трансформатор" без застосування дорогих високовольтних вимикачів. Для захисту трансформаторів таких підстанцій служать короткозамикачі, призначені для швидкого автоматичного дистанційного короткого замикання лінії, яке забезпечує відключення її з боку живлення. У таких схемах безпосередньо перед трансформатором розміщують короткозам16Зикач, потім (у напрямку до живильної лінії) віддільник, а після нього – звичайний роз'єднувач (рис. 14.3).

Схема із роз'єднувачами та віддільниками на підстанції працює наступним чином. При пошкодженні, наприклад, трансформатора Т1 спрацьовує його релейний захист РЗА1, який подає сигнал на включення короткозамикача (QN1. Внаслідок цього в лінії 35кВ, що живить трансформатор Т1 Буде протікати струм к.з. Спрацює релейний захист лінії 35кВ РЗА і відключає головний вимикач Q. Як відомо всі лінії напругою понад 1000В оснащені пристроями АПВ – автоматичного повторного ввімкнення.

Після відключення вимикача Q, під час без струмової паузи, спрацює віддільник QR1. Під дією АПВ відновлюється живлення лінії 35 кВ. Пошкоджений трансформатор Т1 залишається відключеним від живлення, а всі інші споживачі лінії 35кВ, після спрацювання АПВ продовжують отримувати живлення.

Для забезпечення можливості проведення перевірок і іспитів віддільника без відключення живильної лінії в схемі може бути передбачена установка роз'єднувача "QS1".

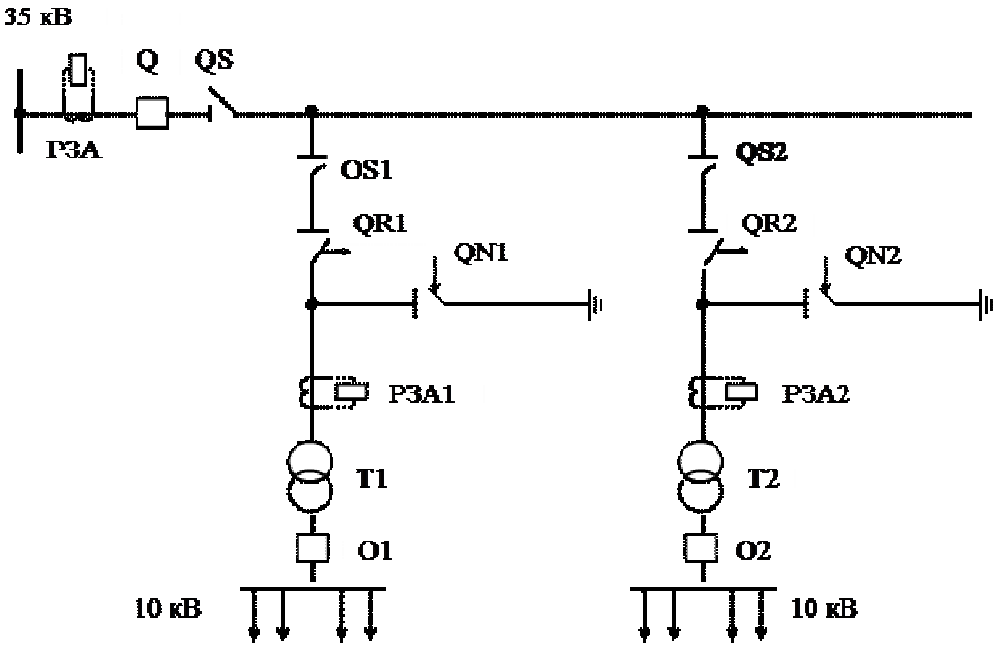


Рисунок 14.3 - Схема "блок - лінія -трансформатор"

14.2.1 Короткозамикачі

Короткозамикач на напругу 35, 110 кВ представляє собою роз'єднувач із розташованими вертикально ножами (рисунок 14.4, *а*). На напругу 35кВ застосовують два полюси короткозамикача, а на напругу 110 кВ і вище – один. Відключають короткозамикач за допомогою ручного приводу. Вмикання короткозамикача відбувається автоматично за допомогою електромагніту, який звільняє заскочку, що утримує заведену пружину включення.

Випускають короткозамикачі: КЗ-35Т1; КРН-35; КЗ-110; КЗ-110Б.

Конструкція короткозамикача типу КЗ-110 із приводом показана на рис. 14.4, а. На опорних ізоляторах 3 установлена зварена основа 4 з поміщеним на неї механізмом, що відключає. На основі встановлений ізоляційний стовпчик 5, що складається з трьох опорних ізоляторів. Лінію приєднують до затиску 6, прикріпленому до нерухомого контакту 7. Шина 8 служить для приєднання рухливого ножа 9 до заземлення через ТТ типу ТШЛО-0,5. Вініпластова вставка 10 вбудована в тягу 11, що з'єднує короткозамикач з його приводом. Привод 1 типу ШПК (привод короткозамикача в шафі) виконаний на базі вантажного привода типу ПВ-10.

14.2.2 Віддільники

Віддільник являє собою триполюсний роз'єднувач, обладнаний пружинами, що відключають і приводом типу ШПО (привод віддільника в шафі), виконаним на базі привода ПВ-10. Короткозамикачі і віддільники старих випусків обладнані приводами типу ШПРБА.

Конструкція віддільників напругою 35, 110 кВ (рисунок 14.4, *б*) подібна до конструкції двоколодкових роз'єднувачів зовнішнього встановлення. Замикається віддільник ручним приводом. Відключатися може ручним приводом або автоматично за допомогою електромагніту, який звільняє заскочку, що втримує заведену пружину відключення. Віддільник може комплектуватися заземлюючими ножами.

Випускають віддільники: ОД-35/630; ОДЗ-1-35/630; ОД-110/1000; ОДЗ-1-110/1000.

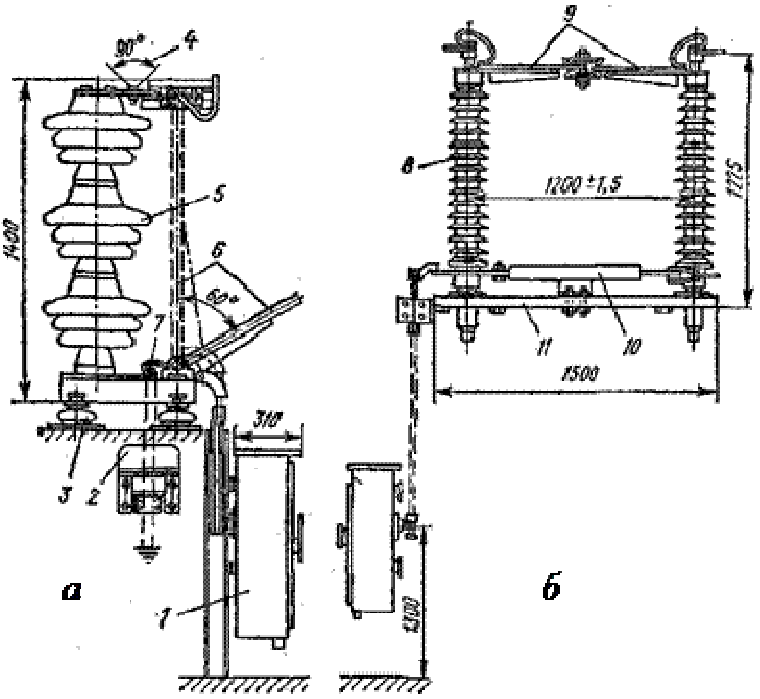


Рисунок 14.4 - Короткозамикач а) і віддільник б)

14.3 Умови вибору роз'єднувачів, короткозамикачів, віддільників

Роз'єднувачі і віддільники вибирають за номінальною напругою і номінальним струмом і перевіряють їх на динамічну і термічну стійкість в режимі КЗ.

Умови вибору роз'єднувачів і віддільників наведені у табл. 14.2.

Таблиця 14.2 – Умови вибору

Параметри роз'єднувача	Умови вибору
1. Номінальна напруга	$U_M \le U_H$
2. Номінальний струм	$I_{розр} \le I_{ном}$
3. Номінальний струм динамічної стійкості	$i_{уд} \le i_{СТ.ДИН}$
4. Номінальний тепловий імпульс	$B_K \le I_T^2 t$

Короткозамикачі вибирають за умовами, які наведені в табл. 25.1, за виключенням вибору за номінальним струмом.

Роз'єднувачі, вбудовані в комплектні розподільні пристрої, вибирати не треба, оскільки їх параметри відповідають параметрам вимикача, встановленого в шафі КРП.

15. ЕЛЕКТРИЧНІ АПАРАТИ ЗАХИСТУ. ЗАПОБІЖНИКИ, РОЗРЯДНИКИ, ОБМЕЖУВАЧІ НАПРУГ

15.1 Високовольтні запобіжники

Запобіжник – електричний апарат, призначений для захисту електричних ланцюгів чи окремих електричних установок від перевантажень та струмів КЗ.

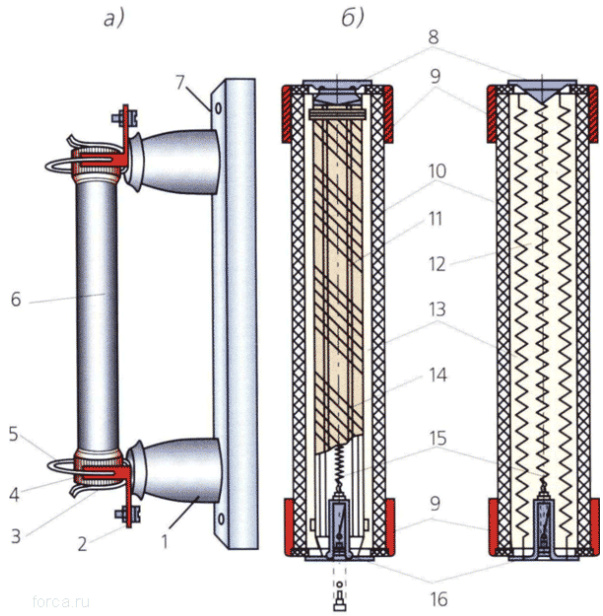


Рис. 15.1 - Запобіжник ПК-10: а - загальний вигляд, б) – будова

Запобіжник складається з плавкої вставки (15), патрону (10), в якому вона розміщена, контактних деталей (9) для вмикання вставки у електричне коло.

Основні параметри плавких запобіжників:

Номінальна напруга запобіжника – це напруга, на яку розрахований запобіжник для тривалої роботи.

Номінальний струм плавкої вставки Іном.вст – це струм, який витримує плавка вставка необмеженодовгий час.

Номінальний струм запобіжника Іном.з – це струм, рівний найбільшому номінальному струму плавкої вставки, яка може бути встановлена в даний запобіжник (в один і той же запобіжник в залежності від номінального струму захищаємого об’єкту може вставлятися одна з декількох плавких вставок, розрахованих на різні номінальні струми).

Максимальний струм відключення – це найбільший струм, який плавкий запобіжник може відключити без будь-яких пошкоджень або деформацій, які призводять до несправної роботи після заміни плавкої вставки.

До запобіжників ставляться такі вимоги:

1. Ампер-секундна характеристика запобіжника повинна проходити нижче характеристики захищаємого об’єкту, причому як можливо ближче до неї.
2. При КЗ запобіжники повинні забезпечувати селективність захисту.
3. Характеристики запобіжника повинні бути стабільними, а технологічний розподіл їх параметрів не повинен порушувати надійність захисту.
4. Запобіжники повинні мати високу вимикаючу здатність.
5. Заміна згорілого запобіжника чи плавкої вставки не повинна забирати багато часу.

Запобіжники (fuse) в мережах середніх напруг (6-10кВ) виконують ті ж функції, що й однойменні апарати в мережах низьких напруг – вони здійснюють захист електричних мереж та обладнання від надструмів – перевантажень й коротких замикань. Запобіжники

середніх напруг при коротких замиканнях є струмообмежувальними – пропущений струм набагато менше пікового значення очікуваного струму. Вітчизняні підприємства виробляють запобіжники чотирьох типів: ПКТ – для захисту силових трансформаторів; ПКН – для захисту вимірювальних трансформаторів напруги; ПКЕ – для захисту електроустановок екскаваторів та пересувних електростанцій; ПКЖ – для захисту силових електричних кіл електровозів, електропоїздів та пасажирських вагонів. Номінативна напруга запобіжників ПКТ, ПКН та ПКЕ – 6, 10 та 35 кВ, номінативний струм вставки (патрона) запобіжників ПКТ та ПКЕ – від 2 до 80 А, номінативний струм відмикання – до 31,5 кА. Номінативний струм вставки та номінативний струм відмикання запобіжника ПКН не нормується. Номінативна напруга запобіжників ПКЖ – 3 кВ, номінальний струм – від 2 до 31,5 А, номінативний струм відмикання – до 31,5 кА. Вставки запобіжників ПКТ допускають паралельну роботу з відповідним збільшенням номінативного струму запобіжника, але номінативний струм відмикання при цьому не збільшується.

Опір плавкого елементу запобіжника для захисту силових трансформаторів лежить у межах від 1,7 мОм до 460 мОм (при номінативній напрузі 3,6 / 7,2 кВ) та від 69 мОм до 1860 мОм (при номінативній напрузі 36 кВ). Потужність втрат у вставці запобіжника при номінативному струмі лежить у межах від 26 Вт до 107 Вт (при номінативній напрузі 3,6 / 7,2 кВ) та від 93 Вт до 176 Вт (при номінативній напрузі 36 кВ).

15.2 Захисні проміжки

Захисні проміжки (ПЗ) призначені для запобігання появі небезпечних для ізоляції електроустановок імпульсів перенапруги, і не заважають її роботі при номінальній напрузі. Найпростішій ПЗ – це іскровий проміжок ввімкнений паралельно ізоляційній конструкції При набіганні імпульсу перенапруги в точку приєднання ПЗ відбувається пробій його між електродного проміжку з різким падінням напруги на лінії і ізоляція залишається непошкодженою. Після пробою ПЗ по його іонізованому проміжку протікає супровідний струм промислової частоти. Якщо електричний пристрій працює в мережі із заземленою нейтраллю або пробій ПЗ відбувся у 2-х чи 3-х фазах, то дуга супровідного струму переходить у КЗ. Тому необхідно гасити дугу супровідного струму, що є другою важливою функцією усіх захисних апаратів. Захисні проміжки виготовляють із двох стрижневих електродів, закріплених у формі рогів, що створюють різко неоднорідне поле. Пробій ПЗ відбувається у нижній частині електродів, де відстань між ними мінімальна а напруженість – максимальна. Під дією електродинамічних сил та теплових потоків дуга з нижньої частини електродів піднімається по ним вгору, де розтягується і гасне, завдяки зменшенню напруженості Е електричного поля в каналі розряду (Е = U/L, де U – напруга запалення дуги; L – відстань між електродами). ПЗ відрізняються простотою, дешевизною і широко застосовуються в мережах низької напруги. У мережах високої напруги ПЗ використовують для обмеження максимальних імпульсів перенапруги. При виникненні дуги можливе аварійне відключення електроустановки, тому ПЗ ставлять у системи з пристроями автоматичного повторного включення (АПВ). В установках до 35 кВ ПЗ мають невелику між електродну відстань, тому для запобігання випадковим замиканням у спусках, що заземлюють, послідовно ставлять додаткові іскрові проміжки. Захисні апарати, що захищають електрообладнання від перенапруг і гасять дугу, називають захисними розрядниками. Існують трубчасті, вентильні, довгоіскрові захисні розрядники а також обмежувачі перенапруг нелінійні.

15.3 Розрядники

Розрядники служать для захисту електричних приладів і обладнання від недопустимо великих значень імпульсних перенапруг, викликаних атмосферними розрядами та перехідними процесами під час комутації. Головною конструктивною частиною розрядника є варистор або іскровий розрядник. Обидва елементи можуть використовуватись самостійно або можуть бути з'єднані послідовно або паралельно.

Для захисту електроустаткування підстанцій масово використовують вентильні розрядники РВ і нелінійні обмежувачі перенапруги ОПН. Основним елементом вентильного розрядника є багаторазовий іскровий проміжок, з'єднаний послідовно з резистором, що має нелінійну ВАХ. Грозовий імпульс пробиває іскровий проміжок і через РВ протікає струм, який створює падіння напруги на його резисторі. Завдяки нелінійній ВАХ напруга на резисторі змінюється мало при значній зміні імпульсу струму. Важливою характеристикою РВ є залишкова напруга Uзал на резисторі при визначеному імпульсному струмі (5÷14 кА), який має назву струму координації. Залишкова напруга повинна бути, як і розрядна Up, на 20÷25% нижче розрядної напруги ізоляції. Услід за імпульсним струмом через РВ йде супровідний струм промислової частоти уже при робочій напрузі Uроб. При цьому опір резистора різко зростає, струм РВ обмежується і при переході через «0» дуга гасне. Цьому сприяє також багатократний іскровий проміжок конструкція якого складається з великої кількості латунних дисків (наприклад, у РВ-35 кВ − їх 32 шт.), що дозволяє охолоджувати дугу, внаслідок чого виключається явище термоіонізації.

Найбільша напруга промислової частоти на РВ, при якій надійно обривається супровідний струм, називається напругою гасіння Uгас, а відповідний супровідний струм – струмом гасіння. Нелінійний резистор виготовлений з порошку електротехнічного карборунду SiC, частинки якого вкриті тонким непровідним шаром (~100 мкм) SiO2. При Uроб опір цього запірного шару Rшару = 106 Ом·м. При напрузі Uпроб. − опір стає 10-2 Ом·м і струм імпульсу прямує в землю. Властивість матеріалу різко змінювати свій опір залежно від величини напруги, забезпечуючи проходження дуже великих струмів при високих U і малих струмів при малих U, називається вентильним ефектом. Пропускна спроможність розрядника характеризується максимальним значенням імпульсу струму тривалістю 20÷40 мкс і струмом прямокутної форми тривалістю 2 мс. Цей режим РВ повинен витримати не менш 20 разів.

Конструктивно розрядник РВН на напругу 0,5 кВ складається із одного іскрового проміжку і робочого нелінійного резистора (1), який поміщений в герметичний пластмасовий корпус (2).

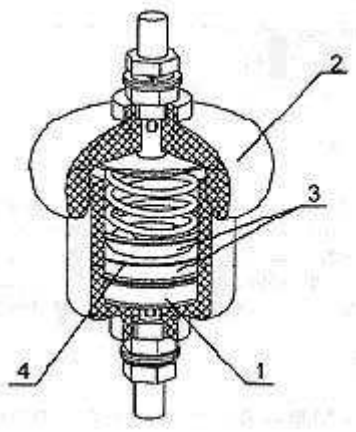


Рисунок 15.2 - Розрядники

Іскровий проміжок утворений двома фасонними латунними електродами (3), що розділені ізоляційною прокладкою (4) і закритий фарфоровою кришкою

Герметизація розрядника виконується заливанням пазу в корпусі клеєм на основі епоксидної смоли. Іскровий проміжок 3 підібраний так, що він пробивається кожний раз, як тільки напруга на ділянці, що захищається перевищує допустимий рівень.

Принцип дії: захисна дія розрядника обумовлена тим, що при появі небезпечної для обладнання напруги виникає пробій іскрового проміжка розрядника, а імпульсний струм, що протікає через розрядник внаслідок не лінійності робочого резистора 4 не утворює небезпечної для обладнання напруги. Наступний за пробоєм іскрового проміжка розрядника струм, який протікає під дією напруги промислової частоти переривається іскровим проміжком при першому переході струму через нульове значення.

15.4 Обмежувачі перенапруг, призначення, будова

Обмежувачі перенапруг ОПН на сьогодні є одним із найбільш ефективних засобів захисту електрообладнання підстанцій та мереж ліній електропередач, тому що вони мають високу надійність та високу експлуатаційну здатність.

Нелінійні ОПН використовуються як основні засоби захисту ізоляції пристроїв електричних мереж від комутаційних та грозових перенапруг.

На відміну від стандартних вентильних розрядників ОПН не мають іскрових проміжків та складаються із одного або декількох модулей (колонки варисторів – нелінійних резисторів на основі окису цинку або метало оксидної кераміки, які поміщені в полімерний або фарфоровий корпус). Завдяки використанню в ОПН оксидно-цинкових резисторів їх можна використовувати для більш ефективного обмеження перенапруг в порівнянні з вентильними розрядниками і в зв’язку з цим ОПН витримують робочу напругу без обмежень в часі. Полімерний або фарфоровий корпус забезпечує надійний захист варисторів (резисторів) від дії навколишнього середовища та безпечну експлуатацію. Розміри та вага ОПН також значно менші вентильних розрядників. Крім того ОПН пожежо- та вибухобезпечний для приміщень та споруд та може використовуватись в сейсмоактивних районах.

Враховуючи нелінійність варисторів, при появі комутаційних або грозових перенапруг через обмежувач перенапруг ОПН протікає великий імпульсний струм. Резистори ОПН переходять в активний (провідний) стан и значення перенапруг зменшується до безпечного для ізоляції обладнання Коли напруга знижується до нормального рівня ОПН повертається неактивний (непровідний) початковий стан. Обмежувачі перенапруг в полімерному корпусі: ОПН-0,38 УХЛ1; ОПН-П-0,38/125 УХЛ1; ОПН-П-0,38/300 УХЛ1;ОПН-П-0,66/300 УХЛ1.

Обмежувачі перенапруги (ОПН) типу ASA застосовуються в низьковольтних лініях електропередачі змінного струму, від низьковольтного ізолятора трансформатора ВН/НН до ввідного пристрою споживача, для відводу в землю надлишкового електричного заряду, що виникає під час грози чи комутаційних перевантажень.

Обмежувачі в низьковольтній мережі монтуються:

- на початку та кінці повітряної лінії,
- на всіх відгалуженнях кабелю з повітряної лінії,
- на відгалуженнях від основної лінії більш ніж 200 м,
- на основній лінії кожні 500 м,
- в місцях з'єднання ізольованої та неізольованої ліній,
- на приєднаннях до споживача.

В конструкції обмежувача перенапруги типу ASA застосовується активний елемент – варистор, виготовлений на високотехнологічному обладнанні з керамічного матеріалу на основі окису цинку (ZnO), з додаванням інших окисів металів. Напівпровідниковий

шар, що утворюється на поверхні кристалів окису цинку стабілізує вольт-амперну характеристику варистора. З обох боків варистора знаходяться електроди. Корпус обмежувача (виготовлений з поліаміду методом безпосереднього вприскування на варистор.

Обмежувачі типу ASA-BO мають в своїй конструкції роз'єднувач, який спрацьовує при безпосередньому чи близькому від місця встановлення ОПН удару блискавки, що приводить до виходу з ладу варистора.

Після спрацювання обмежувача роз'єднувач відмикає заземлюючий електрод. Це запобігає короткому замиканню на землю і сприяє швидкому виявленню пошкодженого пристрою.

Для повітряних мереж низької напруги стандартно можна застосовувати обмежувачі перенапруги типу ASA з номінальним розрядним струмом 5 кА і максимальним розрядним струмом 30 кА. В районах з великою грозовою активністю рекомендується застосовувати обмежувачі перенапруги типу ASA з номінальним розрядним струмом 10 кА і максимальним розрядним струмом 40 кА. В окремих випадках, коли обмежувачі застосовуються для захисту пристроїв, які можуть накопичувати велику кількість енергії (наприклад конденсаторні батареї), необхідно індивідуально підходити до вибору пристроїв захисту від перенапруги.

В повітряних лініях на кожні 500 м довжини лінії необхідно передбачати один комплект обмежувачів перенапруги.

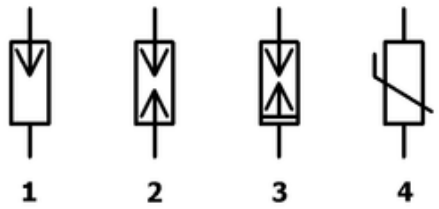


Рисунок 15.3 - Умовні графічні позначення розрядників: 1 – загальне позначення, 2 – розрядник трубчатий, 3 – розрядник вентильний, 4 – нелінійний обмежувач перенапруг.

16. ВИМІРЮВАЛЬНІ ТРАНСФОРМАТОРИ

Вимірювальні трансформатори використовуються для вмикання вимірювальних приладів і реле в кола високої напруги. Вимірювальні трансформатори є понижувальними. Тому вони дозволяють використовувати звичайні прилади для вимірювання великих напруг, струмів, потужностей і при цьому підвищують безпеку обслуговуючого персоналу.

Первинну обмотку вимірювального трансформатора вмикають у високовольтне коло; до вторинної приєднують прилади і реле.

16.1 Вимірювальні трансформатори струму

Вимірювальний трансформатор струму — це знижувальний електричний трансформатор, що дає змогу вимірювати струм у колах зі значними струмами та з високою напругою за допомогою електричних приладів з відносно невеликими границями вимірювань. Цей трансформатор зменшує величину струму, що проходить по його первинній обмотці, та ізолює електричне коло, у яке ввімкнено електричний прилад, від кола, де проходить первинний вимірюваний струм.

Первинна обмотка складається з одного або декількох витків великого перетину, розрахованого на номінальний струм. Характеристиками трансформатора струму, по яких його вибирають, є - номінальна напруга, робочий струм, клас точності вторинної обмотки й дані по термічній і динамічній стійкості при проходженні струмів к. з.

Виділяють п'ять класів точності трансформаторів: 0,2; 0,5; 1,0; 3,0; 10. Трансформатори класів 0,5; 1; 3 використовують переважно в промислових установках, а класу точності 0,2 — лише для лабораторних вимірювань.

Трансформатори струму розрізняють по конструкції: опорні, прохідні, шинні, вбудовані, рознімні, втулкові. Вони бувають одно- і багатовиткові, з однією вторинною обмоткою або декількома. Розрізняють також трансформатори струму по характері ізоляції. При монтажі РУ напругою 6-10 кВ застосовують трансформатори струму з литою й порцеляновою ізоляцією, а при напрузі до 1000 В - з литої чи порцелянової.

Трансформатори струму можуть бути стаціонарними чи переносними.

Залежно від виконання первинної обмотки вони можуть бути котушковими або одновитковими.

У одновиткових трансформаторів цей єдиний виток первинної обмотки частіш за все виконано у вигляді стрижня чи шини, по яких проходить вимірюваний струм.

На основі одновиткових трансформаторів струму виконано більшість прохідних трансформаторів струму (рис. 16.1, а), які встановлюють в місцях уведення лінії енергопостачання у будівлі, чи в місцях переходу лінії з одного помешкання в інше.

Прохідні трансформатори можуть мати й декілька витків первинної обмотки. Тоді їх виконують так, як показано на рис. 16.1, б.

Вторинна обмотка трансформатора струму у більшості випадків розрахована на номінальний струм 5 А. Саме такий струм має проходити по струмових обмотках вимірювальних приладів, якщо у первинній обмотці трансформатора він дорівнюватиме номінальному.

Для виконання вимірювань струму на відкритих трансформаторних підстанціях, де довжина проводів, що з'єднують вторинну обмотку трансформатора з вимірювальними приладами, може бути досить великою (іноді сотні метрів) виготовляють трансформатори струму з номінальним струмом вторинної обмотки, який дорівнює 1 А. Це необхідно для того, щоб не виконувати з'єднання цих трансформаторів з приладами проводами значного перерізу.

Всі трансформатори струму розраховано на те, що їхні вторинні обмотки будуть замкнені на амперметри, чи струмові обмотки ватметрів, лічильників та інших приладів, що мають, як і амперметр, досить малий опір.

Тобто трансформатори струму працюють у режимі, наближеному до режиму короткого замикання. Це і є нормальним режимом їхньої роботи. Величина опору, позначена на табличці вимірювального трансформатора струму,— це найбільша величина опору всіх обмоток приладів, приєднаних до вторинної обмотки трансформатора, при якому клас точності трансформатора відповідає тому класові, що вказаний на тій самій табличці. При більшому ж опорі з'явиться похибка, і клас точності трансформатора струму вже не буде гарантований.

Для роботи у мережах надвисоких напруг (200...500 кВ) виробляють дво- і більше каскадні трансформатори струму. Будову і схему з'єднань одного з таких трансформаторів, розрахованого на експлуатацію в мережах напругою 220 кВ, показано на рис. 16.2.

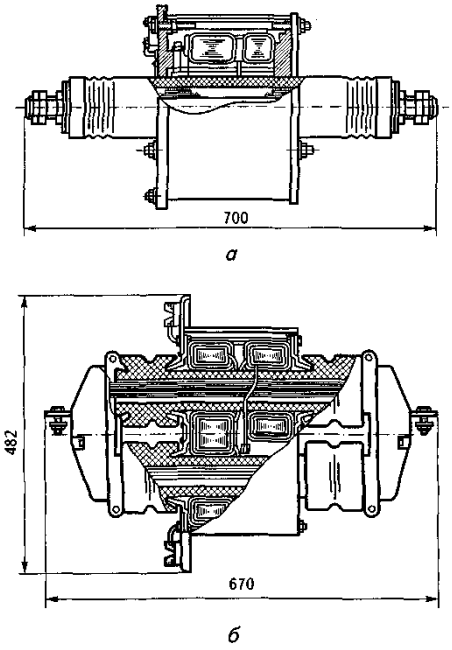


Рисунок 16.1 - Прохідні вимірювальні трансформатори струму

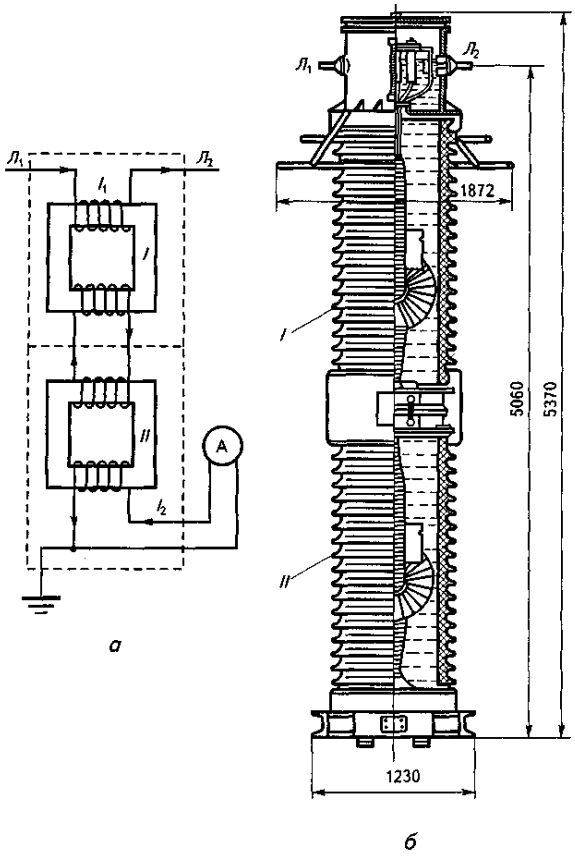


Рисунок 16.2 - Каскадний трансформатор струму: а – схема; б – будова

Найбільш небезпечним і недопустимим режимом трансформатора струму є його робота при розімкнутій вторинній обмотці. При цьому збільшиться магнітний потік у магнітопроводі трансформатора, а на розімкнутих кінцях його вторинного кола з'явиться напруга у кілька сотень, а за несприятливих умов — і тисяч вольт, що являє собою небезпеку для людини.

Тому, якщо у вторинному колі трансформатора струму необхідно зробити які-небудь перемикання, наприклад замінити прилад, його вторинну обмотку обов'язково попередньо необхідно замкнути, а розімкнути лише після того, як прилад буде замінено і приєднано.

Схему вмикання трансформатора для вимірювань струму наведено на рис. 16.3, а. Порядок дій, необхідних при заміні приладу у вторинному колі трансформатора струму, показано на рис. 16.3, б.

Для того щоб уникнути небезпечного переходу високої напруги з первинної обмотки на вторинну в разі електричного пробою ізоляції між обмотками, вторинну обмотку необхідно заземлити.

Для оперативних вимірювань струму у місцях, де немає ані трансформаторів струму, ані встановлених приладів (вимірювальних), найзручніше користуватись трансформаторними кліщами, які складаються з трансформатора струму з роз'ємним магнітопроводом, вимірювального приладу, приєднаного до вторинної обмотки цього трансформатора, механізму роз'єму магнітопровода та ізоляційної ручки.

Кліщі використовують при напрузі на струмопровідному проводі, що не перевищує 500...600 В. Але бувають кліщі з довгими ізольованими ручками, придатні для вимірювань струму й при напругах до 10 000 В.

Букви в умовній позначці трансформаторів струму означають наступне: Т - трансформатор струму, П - прохідний, О - одновитковий, Б - багатовитковий, Л - з литою ізоляцією, Ф - з порцеляновою ізоляцією. Цифра після букв означає номінальну напругу. Відсутність у позначенні букви П указує на те, що трансформатор струму не прохідний, а опорний. До основного позначення трансформатора струму із число, що вказує клас точності, або додатково дріб, що вказує клас точності й номінальний первинний струм (при наявності двох сердечників). Крім того, у позначенні можуть бути додані букви, що характеризують виконання трансформатора струму.

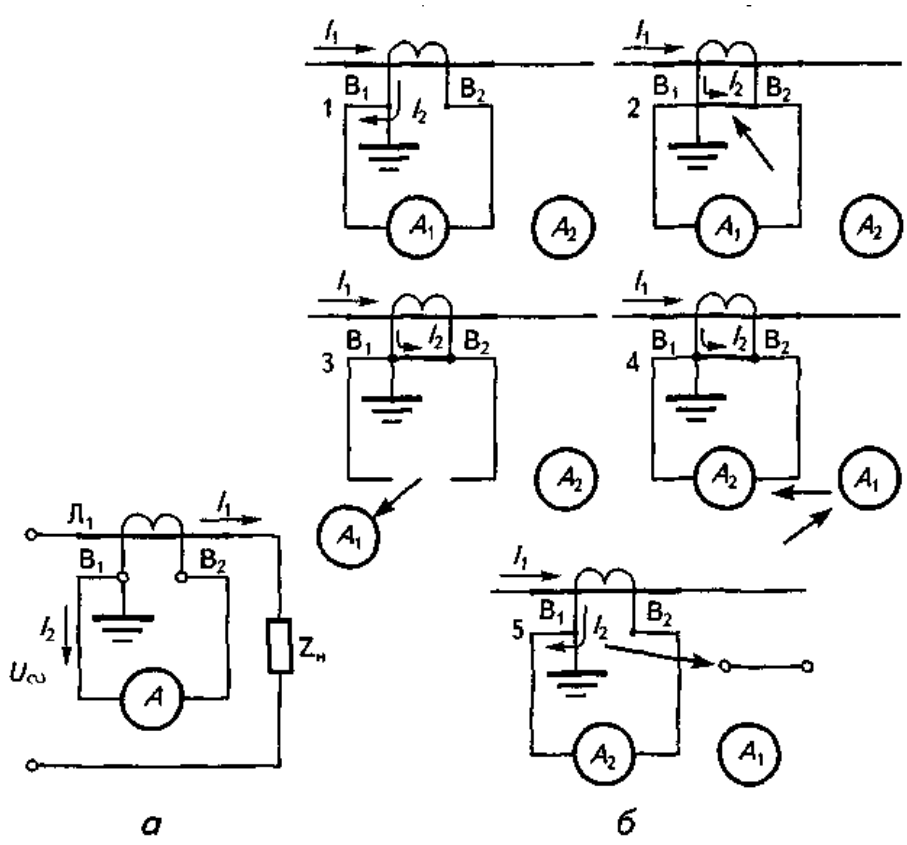


Рисунок 16.3 - Схема вмикання вимірювального трансформатора струму:
а — схема вмикання для вимірювань; б — порядок дій при заміні амперметра у вторинному колі трансформатора

Виконання буває: нормальне - без додаткових позначень, посилене - У (по термічній або динамічній стійкості), для диференціального захисту - Д, для захисту від замикань на землю - З.

Монтаж трансформаторів струму (ТС) складається з двох операцій: ревізії та перевірки перед установкою і установки. До початку монтажу ТС перевіряють попередньо в монтажних майстернях, там же в разі необхідності сушать обмотки трансформатора. Якщо опір ізоляції обмоток менший 1 МОм, ТС сушать теплим повітрям або в сушильній шафі при температурі повітря не більше 90° С. Сушку трансформаторів напругою 1 ... 10 кВ вважають закінченою, якщо опір ізоляції буде не менше 10 МОм.

При ревізії перевіряють комплектність апаратів і кріпильних деталей, стан фарфорових частин і кожуха, цілісність обмоток, колодки вторинних виводів, наявність позначок виводів і паспортної таблички, правильність позначень виводів (полярність), наявність і справність гайок і шайб. Монтаж починають з розмітки шаблонами розміщення отворів і конструкцій (плит, кутників) у місці встановлення ТС, потім просвердлюють отвори необхідного діаметра і встановлюють конструкції.

ТС монтують на конструкціях або в прохідних плитах, а також на стальних перегородках в камерах КРП. їх піднімають на проектні місця вручну за фланці. Закріплюють їх болтами спочатку без затягування. Вивірку ТС здійснюють переміщенням в зазорах отворів на плиті або конструкції. По закінченні вивірки поступово рівномірно затягують кріпильні болти.

Під час монтування трансформаторів струму необхідно дотримуватись таких вимог:

1. при встановленні у нішах між корпусом ТС і стіною повинен бути зазор 2-3 мм (в який закладають лист толі) для можливості вільного демонтажу ТС, а також для запобігання корозії корпуса;
2. не слід розміщувати ТС корпусами впритул один до одного, оскільки це заважатиме їх охолодженню (відстань між ними повинна бути не меншою від 100 мм);
3. для зручності обслуговування ТС слід встановлювати так, щоб їх плити з паспортною табличкою були напрямлені у бік коридору керування (до чергового);
4. при номінальному струмові ТС понад 1500А потрібно вжити заходи щодо запобігання нагрівання близько розміщених стальних деталей;
5. шини високої напруги рекомендується приєднувати до затискачів ТС так, щоб всі шини з боку живлення (наприклад, від збірних шин) були приєднані до затискачів з поміткою Л1 (кінець обмотки), в цьому випадку і на вторинній стороні ТС затискачі з поміткою И1 і И2 будуть відповідати початкові та кінцеві обмотки;
6. струмопровідні стержні й ізолятори не повинні зазнавати згинальних зусиль від приєднання до їх затискачів шин і проводів;
7. вторинні обмотки, що не приєднані до приладів, повинні бути замкнуті накоротко та заземлені безпосередньо на затискачах ТС. Установлені ТС заземлюють.

16.2 Вимірювальні трансформатори напруги

Вимірювальний трансформатор напруги — це знижувальний електричний трансформатор, що дає змогу вимірювати напругу в мережах зі значною напругою за допомогою електричних приладів з відносно невеликими границями вимірювань.

Цей трансформатор зменшує величину напруги до безпечного рівня та ізолює електричну мережу, до якої приєднано первинну обмотку, від електричного кола, в яке ввімкнено вимірювальні прилади або їхні окремі кола (наприклад, кола напруги ватметрів, лічильників, фазометрів тощо).

Трансформатор напруги являє собою магнітопровід з розташованими на ньому обмотками. Відношення числа витків первинної обмотки до числа витків вторинної обмотки, рівне відношенню номінальної напруги первинної обмотки до номінальної напруги вторинної обмотки, називають номінальним коефіцієнтом трансформації.

Трансформатори напруги виконують однофазними й трифазними, двохбмоточними й триобмоточними, масляними й сухими. До числа сухих відносять і трансформатори з ізоляцією з епоксидних смол.

Масляні трансформатори напруги мають цілий ряд недоліків: необхідність постійного нагляду й періодичної заміни масла, непридатність до установки в приміщеннях з підвищеною пожежною небезпекою й для пересувних установок в умовах бездоріжжя й тряски; більші масу й розміри. Трансформатори напруги з литою ізоляцією з епоксидних смол позбавлені зазначених недоліків.

Розрізняють чотири класи точності трансформаторів напруги: 0,2; 0,5; 1 й 3. У мережах, підстанціях і РУ промислових підприємств застосовують трансформатори напруги класів точності 1 й 3, а для обліку електроенергії - класу 0,5.

Трансформатори напруги приєднують до точок електричного ланцюга, між якими хочуть виміряти напругу. Включення трансформаторів напруги 6-10 кВ роблять роз'єднувачами, а захист електроустановок від їхнього ушкодження - запобіжниками.

У схемах електроустановок напругою 6-10 кВ використають однофазні трансформатори НОЛ-11-06, ЗНОЛ-09, масляні НОМ-6 і НОМ-10, трифазні НТМК-6 і НТМК-10 і трифазні п’яти стержневі НТМІ-6, НТМІ-10, що мають спеціальну обмотку контролю ізоляції. У п’яти стержневому трансформаторі два додаткових стрижні магнітопроводу дозволяють замикатися магнітному потоку нульової послідовності при однофазних замиканнях на землю в мережі. У пристроях до 1000 В застосовують трансформатори НІС-0,5 і НТС-0,5.

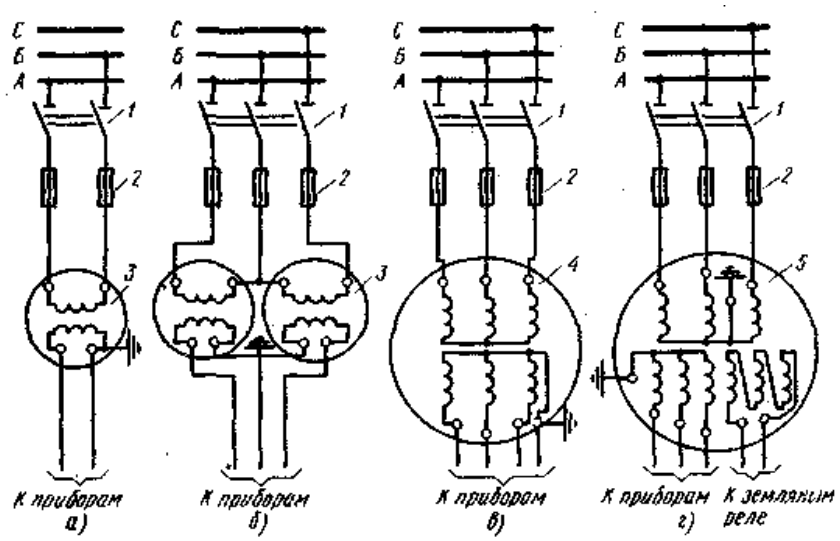


Рисунок 16.4 - Схеми включення трансформаторів напруги: а - однофазного для виміру напруги, б - двох однофазних для живлення обмоток лічильників, ватметрів, в - трифазного двохобмоточного для живлення обмоток вольтметрів, лічильників, ватметрів, г - трифазного трьохобмоточного для живлення від основної обмотки різних приладів виміру й обліку, а від додаткових обмоток - приладів контролю ізоляції й реле захисту від замикань на землю; 1 - роз'єднувач, 2 - запобіжник ПКТ, 3, 4, 5 – трансформатори

Трансформатор напруги НОЛ-11-06 - однофазний з литою ізоляцією (рис. 16.5), являє собою магнітопровід броньового типу з холоднокатаної сталі, на середньому стрижні якого розташовані обмотки.

Вторинна обмотка трансформатора є внутрішньою, первинна - зовнішньою. Кінці А и Х первинно ї обмотки з'єднуються з високовольтними виводами, що закінчуються

контактним пристроєм на верхній частині трансформатора. Кінці вторинних обмоток а.1, а2 і х підведені до контактних затисків у нижній частині трансформатора. Ізоляція первинної й вторинної обмоток просочена епоксидним компаундом, що володіє гарною адгезією (зчепленням) з компаундом, яким заливають магнітопровід й обмотки, утворює литий блок 1.

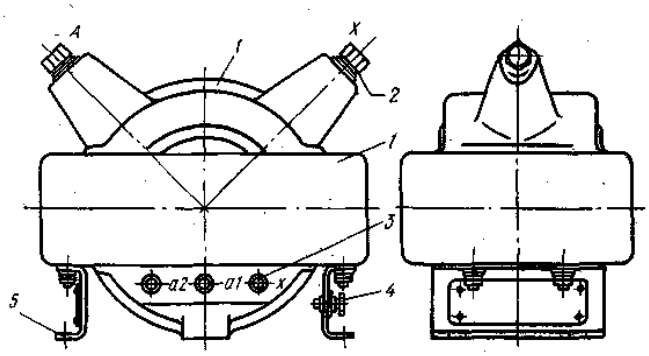


Рисунок 16.5 - Трансформатор НОЛ-11-06: 1 - литий блок, 2 - контакт високовольтного виводу, 3 - контакти виводів вторинної обмотки, 4 - болт заземлення, 5 - кронштейн

Литий блок за допомогою кронштейнів 5, електрично з'єднаних з магнітопроводом, може кріпитися до конструкцій у будь-якому положенні. На одному із кронштейнів є болт заземлення 4.

Трансформатор напруги ЗНОЛ-09 на 3-10 кВ (рис. 16.6) на відміну від НОЛ має один заземлений високовольтний вивід і дві вторинні обмотки. Напруга основної вторинної обмотки 100:3, а додаткової залежно від її призначення 100/3; 100; 127 В.

Трансформатор являє собою магнітопровід стрижневого типу з холоднокатаної сталі з обмотками, розташованими на ньому концентрично. Магнітопровід й обмотки, залиті епоксидною смолою, утворюють єдиний литий блок 2. Первинна обмотка екранована алюмінієвою фольгою. Один кінець первинної обмотки заземлений і виведений поруч із виводами вторинної обмотки в нижній частині блоку. Другий кінець первинної обмотки приєднаний до шпильки, що, виходячи через приплив у верхній частині блоку, утворює високовольтний вивід 1. Литий блок кріплять на сталевій підставі 4, електрично з'єднаному з магнітопроводом. На підставі розташований болт заземлення 5.

Трансформатор напруги НОМ (рис. 16.7) - однофазний масляний, являє собою сердечник з листової сталі, на якому розташовані первинна й вторинна обмотки. Сердечник поміщений у сталевий бак 1 зі знімною кришкою. У неї вмонтовані прохідні ізолятори 2 й 3, через які первинна обмотка з'єднується з мережею напругою 6-10 кВ, а вторинна - з різними приладами.

Для ізоляції обмоток від стінок бака й створення кращих умов охолодження бак заповнюють трансформаторним маслом через отвір у кришці, нормально закрите гвинтовою пробкою. У нижній частині бака - перебуває зливальна пробка. Для заземлення на баці трансформатора є болт заземлення 4.

Трансформатори НІС-0,5 і НТС-6,5 на напругу 500/100 В виготовляють сухими, без масла. Магнітопровід зовні стягається за допомогою шпильок і пластинок зі смугового або кутового заліза, що закінчується лапками для кріплення трансформатора на конструкціях.

Обмотки трансформатора із зовнішніми ланцюгами з'єднують на двох текстолітових планках затисків, укріплених над магнітопроводом. Обмотки трансформатора надійно ізолюють пресшпаном, а їхні виводи між планкою затисків і котушкою обмотки містять у трубку з ізоляційного матеріалу. У нижній частині магнітопроводу є болт заземлення.

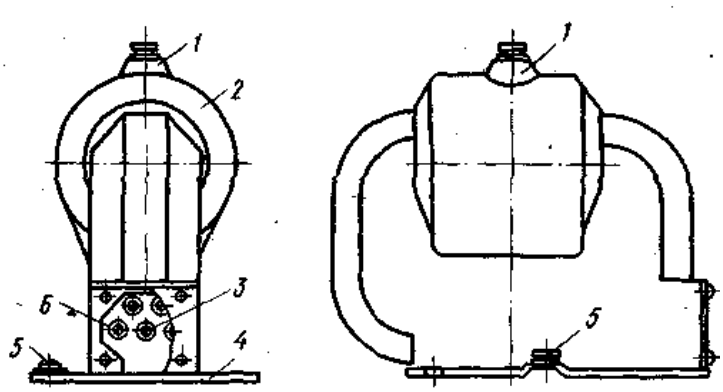


Рисунок 16.6 - Трансформатор ЗНОЛ-09:
1 - високовольтний вивод, 2 - литий блок,
3 - виводи вторинних обмоток, 4 - основа,
5 - болт заземлення, 6 - контакт
заземлюючого виводу первинної обмотки

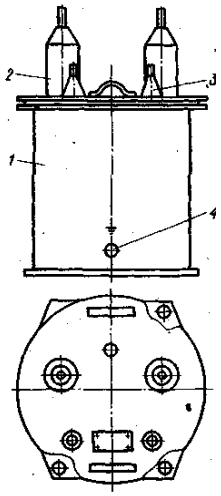


Рисунок 16.7 -Трансформатор напруги НОМ

Букви в умовному позначенні трансформаторів напруги означають наступне: Н - трансформатор напруги, О - однофазний, М - масляний, З - сухий, К - залитий компаундом (у позначенні НОСК) або з компенсаційною обмоткою (у позначенні НТМК), И – п’ятистержневий, Т - трифазний (у позначенні НТМІ). Цифри після букв указують номінальна напруга обмотки ВН. Виводи первинної обмотки ВН трифазних трансформаторів маркують буквами А, В, С, а вторинної НН - а, б, с і цифрою 0. В однофазних трансформаторів виводи мають відповідно позначення А-Х, а-х.

Під час монтування трансформаторів напруги (ТН) дотримуються таких вимог:

1. При встановленні на двох кутниках для звільнення доступу до спускного крана кутник повертають ребром вниз;
2. Маслоспускний кран і покажчик рівня масла обертають в сторону коридору обслуговування, в пробках з дихальними отворами усувають прокладки;
3. Ізоляційні відстані між головками ізоляторів і відстані між осями фаз повинні відповідати кресленню проекту;
4. Відстань між кожухами трансформаторів для забезпечення нормального охолодження повинна бути не меншою 100 мм;
5. До трифазних трансформаторів НТМК або НТМИ шини з боку високої напруги (ВИ) підводять так, щоб жовта фаза була приєднана до виводу з міткою А; зелена до виводу В; червона — до виводу С (вивід, що має мітку Х заземлюють); для однофазних трансформаторів НОМ вивід ВН, що має мітку А, приєднують до будь-якої з шин високої напруги;
6. Корпуси трифазних і однофазних ТН приєднують до заземлюючої магістралі окремими шинами. Первинні та вторинні обмотки ТН закорочують на виводах і надійно заземлюють на весь період монтажу.

ТН встановлюють в камерах на конструкціях вільно без кріплень. Піднімають їх вручну за кожух, а не за ізолятори. Вторинну обмотку ТН приєднують до провідників вторинних кіл лише після закінчення всіх монтажних робіт, щоб не було випадкової подачі високої напруги на шини РП внаслідок зворотної трансформації.

Вимірювання спору ізоляції первинних і вторинних обмоток проводиться згідно з місцевим графіком, але не рідше одного разу за три роки мегомметром на напругу 2500В.

17. КОМУТАЦІЙНІ АПАРАТИ НАПРУГОЮ ДО 1КВ

На електричних станціях і підстанціях на стороні 0,4кВ застосовують автоматичні вимикачі. Автоматичні вимикачі – це комутаційні електричні апарати, призначені для проведення струму в нормальному режимі та вимикання струму при аварійних і ненормальних режимах роботи електроустановки: коротких замиканнях, перевантаженнях, обриві фази, недопустимих зниженнях напруги, а також для нечастих оперативних вмикань і вимикань електричних кіл вручну або дистанційно. При наявності у вимикачах додаткових пристроїв вони можуть вимикати споживачі при надмірному зниженні напруги, появі струму в нульовому проводі, коротких замиканнях у колах керування, керувати сигнальними пристроями та забезпечувати блокіровки в колах керування.

Для виконання вказаних функцій автоматичні вимикачі обладнують відповідними пристроями: розчіплювачами електромагнітними, тепловими, мінімальної або нульової напруги, дистанційними, розчіплювачами в нульовому проводі, додатковими контактами. Вимикачі деяких типів комплектуються блоками дистанційного керування, за допомогою яких можна дистанційно вмикати та вимикати апарат.

Основними є розчіплювачі максимального струму: електромагнітні і теплові, які спрацьовують при струмах короткого замикання і перевантаження відповідно. Їх роботу оцінюють за захисними часострумовими характеристиками $t = f(I/Iн)$.

Автоматичні вимикачі класифікують за рядом ознак: за виконуваними функціями, кількістю полюсів, видом і кількістю розчіплювачів, конструктивним виконанням, способом монтажу та ін.

За конструктивним виконанням автоматичні вимикачі поділяють на дві групи: корпусні з кріпленням гвинтами та модульні, які встановлюються на стандартну 35-мм рейку .

Нормованими параметрами автоматичних вимикачів, обумовленими стандартами, є:

Номінальна та номінальна робоча напруга. Номінальним називають найбільше значення напруги мережі, для якої вимикач призначений. Номінальна робоча – це напруга мережі, при якій вимикач може працювати. В автоматичних вимикачах, які мають головні кола та кола керування і сигналізації, номінальні напруги вказаних кіл можуть бути різними.

Рисунок 17.1 - Загальний вигляд автоматичних вимикачів

Номінальна частота джерела живлення. Більшість автоматичних вимикачів розраховані на роботу при частоті змінного струму 50 і 60 Гц та при постійному струмі.

Номінальний струм – це струм, визначений за умовами нагрівання вимикача в основному конструктивному виконанні при роботі в основному номінальному режимі і номінальній напрузі.

Номінальний робочий струм - допустимий струм через вимикач у конкретних умовах його роботи, які визначаються ступенем захисту від дії оточуючого середовища, категорією застосування, режимом роботи, номінальною напругою мережі.

Номінальний режим роботи. Автоматичні вимикачі розраховані, як правило, на тривалий режим роботи.

Категорія застосування. Для неселективних автоматичних вимикачів передбачають роботу в категоріях застосування А (змінний і постійний струми), АС (змінний струм), DC (постійний струм).

Механічна стійкість проти спрацювань визначається кількістю циклів вмикання-вимикання при знеструмленому колі без ремонту і заміни його вузлів і деталей.

Комутаційна стійкість проти спрацювань – це кількість операцій вмикання-вимикання кола зі струмом, після якої потрібна заміна контактів.

Комутаційною здатністю називають граничну величину струму, який може вимикати автоматичний вимикач при певних значеннях напруги кола та величини індуктивності.

Клас обмеження енергії – показник струмообмеження автоматичних вимикачів. За цим показником автоматичні вимикачі поділяються на три класи – 1, 2, 3. Чим вищий клас вимикача, тим більшу енергію він може пропустити і тим менша динамічна дія струму короткого замикання в захищуваному колі.

Стійкість проти зовнішніх впливів. До них відносять механічні фактори (вібрації, удари) та кліматичні фактори оточуючого середовища (кліматичне виконання апарата та категорія його розміщення).

Вимоги безпеки. Автоматичні вимикачі повинні відповідати вимогам, встановленим стандартами безпеки, правилами влаштування електроустановок та правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів.

Надійність роботи визначається ймовірністю безвідмовної роботи вимикача при певному напрацювання до виходу з ладу. З документації на автоматичні вимикачі вказують гарантійний термін експлуатації при певних обумовлених умовах зберігання, транспортування та експлуатації.

Автоматичні вимикачі УкрЕМ ВА2000 призначені для захисту електричних кіл змінного струму від перевантажень і коротких замикань та для оперативних комутацій електричних кіл. Підприємство виготовляє вимикачі наступних модифікацій: ВА2000, ВА2001, ВА2002, ВА2003 і ВА2006 в модульному виконанні; ВА2004 – в корпусному виконанні.

Структура умовного позначення вимикачів ВА2000 розшифровується так:

ВА 20 ХХ – Х/ХХ
1 2 3 4 5

1 – вимикач автоматичний; 2 – тип корпусу; 3 – модифікація виробу; 4 – кількість полюсів; 5 – номінальний струм, А.

Часострумові характеристики вимикачів серії УкрЕМ ВА2000 відповідають ДСТУ ІЕК 60898-2:2005.

Приклад замовлення. Триполюсний автоматичний вимикач ВА2004 на номінальний струм 150 А: *„Вимикач автоматичний УкрЕМ ВА2004-3/150 А ДСТУ 3025-95”*.

Автоматичні вимикачі серії АВ2000 призначені для захисту електричних кіл змінного струму напругою 230/400 В частоти 50 Гц від перевантажень і короткого замикання, а також для оперативного вмикання і вимикання їх в розподільчих пристроях промислових підприємств, побуту, підстанцій.

Структура умовного позначення вимикачів АВ2000 розшифровується так:

АВ2000/Х-Х ХХ ХХХ - У З
1 2 3 4 5 6 7

1 – марка вимикача;
2 – кількість полюсів;
3 – характеристика спрацювання електромагнітного розчіплювача;
4 – номінальний струм, А;
5 – номінальна напруга, В;
6 – кліматичне виконання;
7 – категорія розміщення.

Для автоматичних вимикачів АВ2000 передбачені додаткові модульні пристрої, що приставляються до корпусу вимикача: додаткові контакти, незалежні розчіплювачі, розчіплювачі мінімальної напруги. Приставні додаткові модульні пристрої кріпляться на DIN-рейку безпосередньо до вимикача АВ2000. Конструкцією вимикача передбачені отвори для стикування з механізмом приводу додаткового пристрою.

Автоматичні вимикачі серії АВ3000 призначені для захисту електричних кіл змінного струму напругою до 660 В частоти 50 Гц від перевантажень і короткого замикання, а також для оперативного вмикання і вимикання їх. Конструктивне виконання – корпусні. Вимикачі виготовлюються як зі струмообмеження, так і без струмообмеження. Апарати можна комплектувати незалежними розчіплювачами, додатковими і сигнальними контактами, перехідними шинами, ручним дистанційним приводом і блоком дистанційного керування. Конструкція вимикача дозволяє встановити не більше двох вбудованих пристроїв.

Незалежнй розчіплювач типу РН застосовується для дистанційного вимикання апарата. Номінальна напруга котушки 220 В або 380 В змінного струму частотою 50 Гц. Працює в діапазоні 70 – 110 % від номінальної напруги.

Розчіплювач мінімальної напруги РМН застосовується для контролю рівня напруги. Механізм розмикання вимикає вимикач при зниженні напруги до 70 % від номінальної і не допускає повторного замикання вимикача, якщо напруга знизилася до рівня менше 35 % від номінальної. Вимикач можна ввімкнути при напрузі не менше 85 % від номінальної.

Додаткові контакти КД і сигнальні контакти КС застосовуються для вмикання або вимикання додаткових приладів та для сигналізації стану автоматичного вимикача (ввімк./вимкн.). Комутаційна здатність контактів: 10 А при напрузі 380 В, 5 А при напрузі 660 В змінного струму, 0,4 А при напрузі 220 В постійного струму.

Перехідні шини застосовуються при встановленні вимикача АВ3000 в процесі модернізації електрообладнання з заміною вимикачів старих типів, завдяки чому можна уникнути заміни кабельних наконечників і подовження кабелів.

Ручний дистанційний привод застосовується для переходу від важільного способу вмикання вимикача ВА3000 до поворотного з індикацією положення (ввімк./вимкн.). Рукоятку ручного дистанційного привода закріплюють на дверях розподільчого пристрою і через важіль кінематично зв’язують з рукояткою вимикача.

Блок дистанційного керування БДУ призначений для дистанційного вмикання і вимикання автоматичних вимикачів серії АВ3000 оперативною напругою 220 В постійного струму або 220 В змінного струму частотою 50 Гц.

Структура умовного позначення вимикачів ВА3000 розшифровується так:

АВ3000 Х / Х Х – Х Х Х Х
1 2 3 4 5 6 7 8

1 – марка вимикача;
2 – величина вимикача за номінальним струмом: 1 – 63 А; 2 – 100 А; 3 – 225 А; 4 - 400 А; 5 – 630 А; 6 – 800 А; 7 – 1250 А; 8 – 1600 А; 9 – 2500 А.
3 – кількість полюсів: 3;
4 – наявність струмообмеження: Н – без струмообмеження; Б – зі струмообмеженням;

5 – кількість додаткових розчіплювачів (ДР): 0 – без ДР; 1 – один ДР; 2 – два ДР;

6 – наявність вільних контактів: 0 – без вільних контактів; 1 – один перемикаючий вільний контакт; 2 – два перемикаючих вільних контакти;

7 – кліматичне виконання – У;

8 - категорія розміщення - 3.

Автоматичні вимикачі серії А3700ФУЗ призначені для проведення струму у нормальному режимі і вимикання електричних кіл при коротких замиканнях, перевантаженнях і недопустимому зниженні напруги. Вони допускають до 3 оперативних вмикань і вимикань за годину електричних кіл напругою до 380/660 В змінного струму частоти 50, 60 Гц, напругою до 380 В частоти 400 Гц і постійного струму до 220/440 В.

Умовні позначення автоматичних вимикачів серії А3700ФУЗ розшифровуються так:

А37 1 Х Ф УЗ
1 2 3 4 5

1 - серія;

2 – величина за номінальною силою струму вимикача, А;

3 – виконання за кількістю полюсів та наявністю розчіплювачів: 1 – двополюсні з електромагнітними розчіплювачами; 2 – триполюсні з електромагнітними розчіплювачами; 5 - двополюсні з електромагнітними та тепловими розчіплювачами; 6 - триполюсні з електромагнітними та тепловими розчіплювачами;

4 – неструмообмежуючий;

5 – кліматичне виконання та категорія розміщення.

За вимогою замовника вимикачі виготовляють з такими додатковими пристроями: незалежним розчіплювачем; розчіплювачем мінімальної напруги; електромагнітним приводом; допоміжними контактами та у висувному виконанні.

Вимикачі серії А3700Ф мають переднє, заднє і комбіноване приєднання мідних або алюмінієвих проводів.

Вимикачі можна замовляти з затискачами: для переднього приєднання проводів і кабелів без кабельних наконечників; для приєднання проводів та кабелів з кабельними наконечниками; для заднього приєднання проводів і кабелів.

На підвідні проводи допускається встановлювати кабельні наконечники за ГОСТ 7386-80 з діаметром під жилу від 5 до 9 мм або кабельні наконечники під паяння, які поставляються за окремим замовленням, з діаметром отвору під жилу 2,5; 4; 10,5 і 13 мм.

Режим роботи тривалий при таких умовах експлуатації:

- категорія застосування - А (ГОСТ Р50030.2);

- навколишнє середовище не повинно містити струмопровідного пилу, агресивних газів і пари в концентраціях, що руйнують метали та ізоляцію (ГОСТ 15150);

- група за механічними діями М1 (за ГОСТ 17516.1);

- місце встановлення вимикачів повинно бути захищене від потрапляння води, масла, емульсії тощо, а також від безпосередньої дії сонячної радіації;

- висота над рівнем моря до 1000 м;

- робоче положення вимикачів у просторі – на вертикальній поверхні, з можливістю повороту у цій площині до 900 в обидва боки. Допускається відхилення від робочого положення до 100 у будь-який бік;

- ступінь захисту від дії оточуючого середовища та дотикання до струмоведучих частин: IP20 – оболонки вимикача; IP00 –затискачів для приєднання зовнішніх провідників.

Автоматичні вимикачі серії А3700 мають нерегульовані уставки спрацьовування електромагнітних і теплових розчіплювачів, тому застосовують в основному для захисту від коротких замикань та перевантажень електричних мереж і окремих електроприймачів.

Допустиме відхилення сили струму уставки спрацювання електромагнітних розчіплювачів ±15% від номінальної.

Вимикачі А3700Ф з тепловими і електромагнітними розчіплювачами при температурі навколишнього середовища +40 0С і одночасному проходженні змінного або постійного струму по всіх полюсах:

- не повинні спрацьовувати при номінальній силі струму теплових розчіплювачів;
- можуть спрацьовувати при силі струму 1,05Іном теплового розчіплювача за час менше 2 год з початку відліку від холодного стану вимикача;
- повинні спрацьовувати при силі струму 1,25Іном теплового розчіплювача за час менше 2 год з початку відліку від нагрітого стану вимикача.

Стійкість проти спрацювання вимикачів:

- при перемиканні без навантаження - 16000 циклів вмикання-вимикання;
- з номінальним навантаженням – 10000 циклів;
- при пуску асинхронних двигунів з cosφ=0,35 – 300 циклів.

Номінальна сила струму допоміжних контактів 4 А. Допустимий струм вмикання при напрузі 127 – 380 В і cosφ = 0,4 дорівнює 12 А, а вимикання – 4 А; при постійному струмі напругою 110 В сила струму вмикання і вимикання становить 2 А, при напрузі 220 В – 0,3 А.

Номінальна напруга незалежного розчіплювача від 110 до 440 В змінного струму частоти 50 і 60 Гц; 24, 110 і 220 В постійного струму. Режим роботи незалежного розчіплювача короткочасний, тому його слід вмикати через допоміжний контакт, який зніме напругу з котушки розчіплювача після спрацювання вимикача.

Номінальна напруга котушки розчіплювача мінімальної напруги 127, 220, 300, 380 В змінного струму частоти 50 Гц та 110 і 220 В постійного струму.

Номінальна напруга кола керування електромагнітним приводом 110, 127, 220, 380 В змінного струму частоти 50 Гц та 110 і 220 В постійного струму.

Триполюсні автоматичні вимикачі серії ВА88 призначені для проведення струму в нормальному режимі і вимикання струму при коротких замиканнях, перевантаженнях, недопустимих зниженнях напруги в трифазних електричних мережах змінного струму напругою до 400 В частоти 50 Гц. Допускається використання для нечастих пусків асинхронних електродвигунів.

Основні області застосування автоматичних вимикачів:

ВА88-32, -33 - як ввідні вимикачі в електрощитах, для захисту кіл з електродвигунами, для захисту відхідних ліній;

ВА-35, -37, -40 - як ввідні вимикачі в електрощитах, для захисту відхідних ліній в силових і розподільчих щитах, для вводу резерву;

ВА88-43 – для захисту відхідних ліній на трансформаторних підстанціях, в силових щитах, для вводу резерву.

Допускається використання сумісно з електроприводами для комутацій і автоматичного керування роботою електрообладнання в схемах:

- автоматичного вмикання резерву;
- диспетчеризації та електропостачання;
- дистанційної комутації електрообладнання.

Автоматичні вимикачі ВА88 допускається експлуатувати в атмосферних умовах II (ГОСТ 15150) на висоті над рівнем моря до 4000 м. Група механічного виконання – М3 (ГОСТ 17516.1). Ступінь захисту оболонки вимикача – IP30, затискачів для приєднання зовнішніх проводів – IP00. Робоче положення у просторі виводами 1, 3, 5 вгору або з поворотом у вертикальній площині до 90 градусів.

Вимикачі допускають ввід живлення до верхніх або нижніх виводів. Категорія застосування – А. Вимикачі ВА-88-43 допускається експлуатувати в категорії застосування В.

Всі типи вимикачів ВА88 виготовлюють у корпусному стаціонарному виконанні. За способом установки їх поділяють на стаціонарні, втичні і висувні (табл.1.27).

Вимикачі ВА88 слід встановлювати на металевій панелі товщиною не менше 1,5 мм або ізоляційній панелі товщиною не менше 6 мм та закріплювати гвинтами, що входять до комплекту поставки. При експлуатації вимикачів ВА88 необхідно не рідше 1 разу за рік проводити огляд і чищення контактів та перевіряти затяжку гвинтів приєднання.

Структура умовного позначення автоматичних вимикачів серії ВА88 розшифровується так:

ВА88-ХХ ХР ХХХХХ ХХХХ ИЕК
1 2 3 4 5 6

1 – серія вимикача;
2 – тип базового габариту;
3 – кількість полюсів;
4 – уставка теплового розчіплювача, А;
5 – номінальна гранична вимикаюча здатність, кА;
6 – назва виробника.

Приклад замовлення. Вимикач автоматичний ВА88 у виконанні 32 габариту, триполюсний на номінальний струм 80 А з номінальною граничною вимикаючою здатністю 35 кА торгової марки ИЕК: *ВА88-32 3Р 125 А 35 кА ИЕК*.

Автоматичні вимикачі ВА88 можуть комплектуватися одним або кількома додатковими пристроями: розчіплювачем мінімальної напруги, незалежним розчіплювачем, додатковими або аварійними контактами, ручним або електричним приводом, монтажною панеллю для установки вимикача втичного або висувного типу з різним приєднанням зовнішніх провідників.

18. СТРУМОПРОВІДНІ ЧАСТИНИ ОБЛАДНАННЯ. РОЗРАХУНКОВІ УМОВИ ДЛЯ ВИБОРУ І ПЕРЕВІРКИ СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН ПІДСТАНЦІЙ ЗА РЕЖИМОМ КЗ

18.1. Загальні відомості

Основні види провідників:

1. Жорсткі шини, смугові або коробчасті; при великих номінальних струмах на кожну фазу береться дві або три смуги, що становлять пакет шин. Коробчасті шини складаються з двох швелерів на фазу.

2. Гнучкі дроти, переважно сталеалюмінієві використовуються для ошиновки в колах підвищеної напруги від 35 кВ і вище для відкритих розподільних пристроїв.

3. Кабельні з'єднання з прокладенням усіх станційних і підстанцій силових кабелів в тунелях або каналах. Вертикальні прокладення виконуються в кабельних шахтах. Одиничні кабелі можуть прокладатися під перекриттями або по стінах на недоступній висоті. Ділянки таких кабелів, розташовані в доступних місцях, захищаються коробами або трубами. Оскільки усі вони прокладаються відкритим способом, то основним типом кабелів для вказаних з'єднань є броньовані кабелі у свинцевій або алюмінієвій оболонці, з мідними або алюмінієвими жилами зі знятим джутовим обплетенням, яке може спалахнути і викликати пожежу. До споживачів кабелі прокладаються в основному в землі в траншеях, проте виведення їх в межах РП здійснюється часто в тунелях, розташованих в підземному поверсі РП. Для споживчих кабелів застосовуються броньовані кабелі типу СБ і АСБ-6 і 10 кВ з джутовим обплетенням, яке в межах кабельного тунелю РП знімається.

4. Підвісні гнучкі струмопроводи збираються із сталеалюмінієвих і алюмінієвих дротів і служать для багатоамперних з'єднань в колах генераторів і силових трансформаторів.

Вказані типи провідників мають бути вибрані або перевірені за основними параметрами.

Жорсткі шини — в загальному випадку обираються по чотирьох параметрах:

1) за економічною щільністю струму;

2) вибраний економічний переріз SEK перевіряється за допустимим струмом по таблицях електричних навантажень і, якщо SEK недостатньо по нагріву при нормальному режимі, воно має бути відповідно збільшене;

3) шини розраховуються на механічну міцність при взаємодії від струмів к.з. Інакше цей параметр називається перевіркою шин на електродинамічну стійкість при к. з.;

4) останнім параметром є термічна стійкість шин при к.з.

Гнучкі сталеалюмінієві дроти у відкритих розподільних пристроях 35кВ і вище в загальному випадку повинні вибиратися за такими основними параметрами:

1) по економічній щільності струму;

2) по допустимому струму,

3) по умові коронування;

4) по термічній стійкості до дії струмів к. з.

Перевірка гнучких дротів на електродинамічну стійкість не робиться з двох причин: по-перше, ці дроти підвішуються в двох точках і мають визначену стрілу провисання; у разі взаємодії дроту різних фаз можуть вільно переміщатися; по- друге, і це являється основним, зусилля, що виникають у фазах при к. з., украй незначні, тому що абсолютні значення самих струмів к. з. при підвищеній напрузі дуже малі, відповідно, і зусилля Fм.ф незначні.

Силові кабелі вибираються за наступними параметрами:

1) по номінальній напрузі, яка має бути не нижче номінальної напруги установки;

2) по економічній щільності струму;

3) по струму навантаження нормального режиму;

4) перевірка на термічну стійкість кабелю при к. з.

Перед вибором має бути вирішене питання про спосіб прокладання кабелю.

Підвісні гнучкі струмопроводи вибираються в основному по економічній щільності струму. Перевірка їх на термічну стійкість є зайвою зважаючи на явний великий запас.

18.2. Відкриті струмопроводи

18.2.1. Загальні умови вибору перерізу гнучких шин

У розподільних пристроях (РП) 35кВ і вище застосовуються гнучкі шини, що виконані проводами марки АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РП 6-10кВ виконуються пучком проводів, що закріплені по колу в кільцях-обоймах. Два провідники з пучка – стальні – витримують в основному механічне навантаження від власної ваги, ожеледі та вітру. Решту провідників – алюмінієві – виконують струмопровідну функцію. Переріз окремих провідників в пучку рекомендується вибирати якомога більшим, оскільки це зменшує кількість провідників і вартість струмопроводу.

Переріз проводів ліній електропередачі напругою більше 35кВ, проводи довгих зв'язків блочних трансформаторів з ВРП, гнучкі струмопроводи генераторної напруги вибираються й перевіряються за умовами, що наведені нижче.

18.2.2. Вибір за економічною густиною струму

Величина економічного перерізу струмопроводу визначається за формулою:

$$q_e = \frac{I_{норм}}{j_e}, \qquad (18.1)$$

де $I_{норм}$ - струм нормального режиму (без перевантажень);

j_e - економічна густина струму, $\frac{A}{мм^2}$.

Переріз знайдений за формулою (2.1) округлюється до найближчого стандартного, з врахуванням того, що згідно ПУЕ мінімальний переріз для повітряних ліній 110кВ становить 70мм^2.

18.2.3. Перевірка за допустимим струмом

Вибраний за економічною густиною струму переріз струмопроводу перевіряється за умовою

$$I_{макс} \le I_{доп}, \qquad (18.2)$$

де $I_{макс}$ - максимальний струм післяаварійного чи ремонтного режиму, А;

$I_{доп}$ - допустимий струм на шини вибраного перерізу.

18.2.4. Перевірка на термічну стійкість при КЗ

Для перевірки користуються умовою

$$\vartheta_к \le \vartheta_{к.доп}, \text{ або} \qquad (18.3)$$

$$q_{\min} \le q, \qquad (18.4)$$

де $\vartheta_к$ - температура шин при нагріванні струмом КЗ, $^\circ C$; $\vartheta_{к.доп}$ - допустима температура нагрівання шин при КЗ, $^\circ C$; $q_{\min}$ - мінімальний переріз за термічною стійкістю, $мм^2$;

q - вибраний переріз, $мм^2$.

Допускається перевірку гнучкої ошиновки на термічну стійкість не проводити, оскільки струмопровідні елементи виконані неізольованими проводами на відкритому повітрі.

18.2.5. Перевірка на електродинамічну стійкість

Перевірка виконується для гнучких шин РП для початкового значення періодичної складової $I_к^{(3)} \geq 20$ кА та проводів повітряних ліній за значення ударного струму $i_y \geq 50$ кА і полягає у визначенні можливості нахльостування проводів. відхилення проводу від

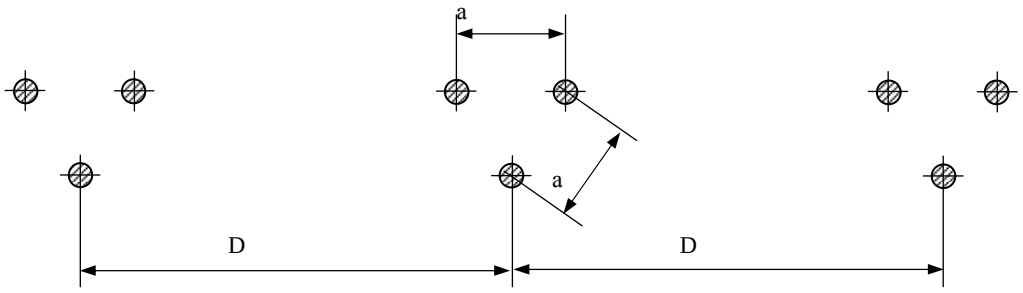


Рисунок 18.1 - Розташування розщеплених проводів

Критерієм перевірки є вертикальної осі b_n та порівняння його з максимально допустимим відхиленням $b_{n.доп}$. Критичного зближення та нахльосту-вання проводів не відбудеться, коли

$$b_n \leq b_{n.доп}. \tag{18.5}$$

Найбільше зближення фаз спостерігається при двофазному КЗ між сусідніми фазами, коли проводи спочатку відштовхуються в протилежні сторони, а потім після вимкнення струму КЗ рухаються назустріч. Їх зближення буде тим більшим, чим менша відстань між фазами, чим більша стріла провисання і чим більша тривалість та величина струму КЗ.

Зусилля від тривалого протікання струму КЗ, Н/м

$$f = \frac{1{,}5 \cdot I_{n.0}^2}{D} \cdot 10^{-7}, \tag{18.6}$$

де $I_{n.0}$ - початкове значення періодичної складової трифазного КЗ, кА;

D - відстань між фазами, м.

Для визначення проекції відхилення проводу від вертикальної осі b_n, крім зусилля f, необхідно також розрахувати вагу струмопроводу g, співвідношення $\frac{f}{g}$ та $\frac{\sqrt{h}}{t_{екв}}$.

Вага 1 м струмопроводу, Н/м

$$g = 1{,}1 \cdot 9{,}8 \cdot m, \tag{18.7}$$

де m - маса 1м струмопроводу, кг.

Отримане значення b_n порівнюють із максимально допустимим:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2}, \tag{18.8}$$

де d - діаметр струмопроводу, м; $a_{доп}$ - найменша допустима відстань у світлі між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення. Для струмопроводів генераторної напруги $a_{доп} = 0{,}2$ м, для ВРП згідно ПУЕ при 35...110кВ – 0,45м; 150кВ – 0,6м; 220кВ – 0,95м; 330кВ – 1,4м; 500кВ – 2м.

Якщо виявиться, що $b_n > b_{доп}$, то необхідно зменшити стрілу провисання або збільшити відстань між фазами.

У гнучких підвісних струмопроводах зменшення стріли провисання може призвести до значного збільшення механічних напружень в проводі, а збільшення відстані між фазами призведе до збільшення розмірів ВРП. Тому в деяких випадках встановлюють поперечні

розпірки, що приєднуються до фаз через ізолятори. Це дозволяє не збільшувати відстані між фазами та не зменшувати стрілу провисання. У випадку, коли зменшення стріли провисання є необхідним, встановлюють додаткові опори, тобто фактично зменшують проліт, щоб зберегти механічне напруження в проводах в допустимих межах.

Гнучкі струмопроводи з розщепленими фазами перевіряються на електродинамічну взаємодію провідників однієї фази.

Розрахунок проводиться в наступному порядку. Зусилля, що діє на кожний провід від взаємодії з рештою $n-1$ проводами, Н/м

$$f_ц = \frac{n-1}{n^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{I_{n.0}^2}{d}, \qquad (18.9)$$

де n - кількість проводів у фазі; d - діаметр фази, м; $I_{n.0}$ - діюче значення струму трифазного КЗ, А.

Під дією імпульсних зусиль $f_ц$ провідники фази намагаються наблизитися до центру. Для фіксації проводів та зменшення імпульсних зусиль в них встановлюють внутрішньо фазні (дистанційні) розпірки.

Відстань між ними повинна бути, м

$$l_p \le k \cdot \sigma_{макс} \cdot 10^3 \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot (k-1) \cdot \sigma_{макс} \cdot \beta}{(\gamma_к + k\gamma_1) \cdot (\gamma_к - k\gamma_1)}}, \qquad (18.10)$$

де $k = 1{,}8$ - коефіцієнт допустимого збільшення механічного напруження в проводі при КЗ; $\sigma_{макс}$ - максимальне напруження в проводі при нормальному режимі, МПА (при температурі $40\ ^\circ C$ або при ожеледі та температурі $-5\ ^\circ C$):

$$\sigma_{макс} = \frac{T_{ф.макс}}{n \cdot q} \qquad (18.11)$$

де $T_{ф.макс}$ - максимальне тяжіння на фазу в нормальному режимі, Н);

β - коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу (для алюмінію $\beta = 159 \cdot 10^{-13}\ м^2 / Н$);

γ_1 - питоме навантаження від власної маси проводу, МПА/м:

Максимальне навантаження на фазу визначається при механічному розрахунку проводів гнучкого зв'язку одночасно з визначенням максимальної стріли провисання.

На ділянках струмопроводу поблизу джерел живлення відстань між дистанційними розпірками може складати всього 3...5 м, а на віддалених прольотах в міру зменшення струмів КЗ ця відстань збільшується. Якщо за умовами електродинамічної стійкості встановлення дистанційних розпірок не вимагається, то їх монтують через 15м для фіксації проводів розщепленої фази.

18.2.6. Перевірка за умовами коронування

Перевірка за умовами коронування необхідна для гнучких провідників при напрузі 35кВ та вище. Проводи не будуть коронувати, якщо

$$1{,}07 \cdot E \le 0{,}9 \cdot E_0, \qquad (18.12)$$

де Е – напруженість електричного поля навколо поверхні провідника, кВ/см;

E_0 - початкова критична напруженість електричного поля, кВ/см.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \qquad (18.13)$$

де m - коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопровідникових проводів $m = 0,82$); r_0 - радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля навколо поверхні нерозщепленого проводу визначається за виразом

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{сер}}{r_0}}, \qquad (18.14)$$

де U - лінійна напруга, кВ; $D_{сер}$ - середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

Проводи не будуть коронувати за виконання умови (18.12).

18.3 Шини розподільних пристроїв в колах електричних станцій і підстанцій. Конструктивні особливості, умови вибору.

18.3.1. Вибір перерізу шин

У закритих розподільчих пристроях 6...10кВ жорстке ошинування виконується алюмінієвими шинами. Мідні шини через їх високу вартість майже не застосовуються. При струмах до 3000А застосовуються одноштабові та двоштабові шини. При більших струмах рекомендуються шини коробчатого перерізу, оскільки вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості та поверхневого ефекту, а також мають кращі умови охолодження.

Згідно з ПУЕ збірні шини електроустановок і ошинування в межах закритих і відкритих розподільчих злагод всіх напруг за економічною густиною струму не перевіряються.

Вибір перерізу за допустимим струмом.

$$I_{макс} \le I_{доп}, \qquad (18.15)$$

де $I_{макс}$ - максимальний струм післяаварійного чи ремонтного режиму, А;

$I_{доп}$ - допустимий струм на шини вибраного перерізу з урахуванням поправки (див. примітку) або при температурі повітря, яка відрізняється від прийнятої в таблицях ($\vartheta_{0,ном} = 25\ ^\circ C$), А.

В останньому випадку

$$I_{доп} = I_{доп.ном} \sqrt{\frac{\vartheta_{доп} - \vartheta_0}{\vartheta_{доп} - \vartheta_{0,ном}}}, \qquad (18.16)$$

де $I_{доп.ном}$ - допустимий струм при температурі $\vartheta_{0,ном} = 25\ ^\circ C$, А;

ϑ_0 - дійсна температура повітря $^\circ C$; $\vartheta_{доп}$ - допустима температура нагрівання тривалого режиму, $^\circ C$.

18.3.2. Перевірка на термічну стійкість

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ визначається за умови:

$$q_{\min} \le q, \qquad (18.17)$$

де $q_{\min}$ - мінімальний переріз за термічною стійкістю, $мм^2$; q - вибраний переріз, $мм^2$.

Тепловий імпульс КЗ можна визначити за формулою:

$$B_к = I_{п.0}^2 \left(t_{відкл} + T_а \right), \qquad (18.18)$$

де $I_{п.0}$ - початкове значення періодичної складової трифазного струму КЗ, кА; $t_{відкл} = t_{р.з} + t_{п.в}$ - час вимкнення (час дії струму КЗ), сек.; $t_{р.з}$ - час дії основного релейного захисту даного кола (допускається приймати $t_{р.з} = 0{,}1$ сек.); $t_{п.в}$ - повний час вимкнення вимикача, що комутує дане коло (приймається за каталогом), сек.; $T_а = \dfrac{X_{рез}}{\omega R_{рез}}$ - постійна часу затухання аперіодичної складової, сек..

Формула (18.18) рекомендується при визначенні імпульсу квадратичного струму КЗ в колах понижувальних підстанцій (виключення складають КЗ на шинах 3-10кВ підстанцій, до яких під'єднані потужні електродвигуни або синхронні компенсатори, в колах генераторної напруги електростанцій, якщо місце КЗ знаходиться за реактором).

Мінімальний переріз шини, що відповідає вимозі його термічної стійкості при КЗ можна визначити за спрощеною формулою:

$$q_{мін} = \frac{\sqrt{B_к}}{C}, \qquad (18.19)$$

де C - функція, значення якої подані в довідниках, $\dfrac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$.

Шина буде термічно стійкою за виконання умови (18.17).

18.3.3 Перевірка на електродинамічну стійкість

Жорсткі шини, що закріплені на ізоляторах є динамічною коливальною системою, яка знаходиться під впливом електродинамічних сил. В такій системі виникають коливання, частота яких залежить від маси та жорсткості конструкції. Електродинамічні сили, що виникають при КЗ, мають складові, які змінюються з частотою 50 і 100 Гц. Якщо власні частоти коливальної системи „шини-ізолятори" співпадуть із цими значеннями, то навантаження на шини та ізолятори зростуть. Якщо власні частоти менші 30Гц або більші 200Гц, то механічний резонанс не виникає. Тобто безпечний діапазон частот можна подати у вигляді: $f_0 \le 30$ Гц або $f_0 \ge 200$ Гц.

При проектуванні нових конструкцій розподільних пристроїв із жорсткими шинами проводиться визначення частоти власних коливань

для алюмінієвих шин

$$f_0 = \frac{173{,}2}{l^2}\sqrt{\frac{J}{q}}; \qquad (18.20)$$

для мідних шин

$$f_0 = \frac{125{,}2}{l^2}\sqrt{\frac{J}{q}}, \qquad (18.21)$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами, м; J - момент поперечного перерізу шини відносно осі, яка перпендикулярна до напряму згинаючої сили, см^4; q - поперечний переріз шини, см^2.

Змінюючи довжину прольоту та форму перерізу шин, домагаються виконання умови (18.20, 18.21), тобто відсутності механічного резонансу.

Можна поступити інакше: довжину прольоту між ізоляторами визначити із формул (18.20) або (18.21) залежно від матеріалу шин, підставляючи безпечне значення частоти власних коливань.

Тобто для алюмінієвих шин

$$l \le \sqrt{\frac{173,2}{f_0}\sqrt{\frac{J}{q}}}, \tag{18.22}$$

для мідних шин

$$l \le \sqrt{\frac{125,2}{f_0}\sqrt{\frac{J}{q}}}. \tag{18.23}$$

Такий крок дозволяє забезпечити електродинамічну стійкість шинної конструкції та уникнути підбирання довжини прольоту між ізоляторами й кількаразового визначення частоти власних коливань.

18.3.4 Перевірка шин на механічну міцність

Вибрані шини будуть механічно міцними, якщо

$$\sigma_{розр} \le \sigma_{доп}, \tag{18.24}$$

де $\sigma_{розр}$ - розрахункове напруження в матеріалі шин, МПА; $\sigma_{доп}$ - допустиме механічне напруження в матеріалі шин, МПА.

При розрахунку шин обов'язково проводиться вибір опорних і прохідних ізоляторів.

Виконання вказаних умов забезпечить стійкість шинної конструкції в усіх можливих режимах роботи мережі.

Особливості розрахунку механічної міцності шин залежно від їх типу наведені нижче.

18.3.4.1. Механічний розрахунок одноштабових шин

Найбільше питоме зусилля при трифазному КЗ, Н/м

$$f = \sqrt{3}\cdot 10^{-7}\cdot\frac{i_y^2}{a}\cdot k_ф, \tag{18.25}$$

де i_y - ударний струм трифазного КЗ, А; a - відстань між осями фаз шинної конструкції, м; $k_ф$ - коефіцієнт форми шин ($k_ф = 1$, якщо $a \gg 2(b+h)$).

Згинаючий момент, який створюється рівномірно розподіленою силою f, Н·м

$$M = \frac{f\cdot l^2}{10}, \tag{18.26}$$

де l - довжина прольоту між опорними ізоляторами шинної конструкції, м.

Напруження в матеріалі шин, що виникає при дії згинаючого моменту, МПА

$$\sigma_{розр} = \frac{M}{W}, \tag{18.27}$$

де W - момент опору шини відносно осі, що перпендикулярна дії зусилля, $см^3$.

Шини є механічно міцними, якщо виконується умова (18.24).

18.3.4.2. Механічний розрахунок двоштабових шин

Якщо кожна фаза виконується із двох штабів, то виникають зусилля між штабами і між фазами. Зусилля між штабами не повинні призводити до їх дотику. Для зменшення цього зусилля в проміжку між штабами встановлюють прокладки. Довжину прольоту між прокладками l_n вибирають таким чином, щоб електродинамічні сили, які виникають при

КЗ, не викликали дотику штабів

$$l_n \le 0,216\sqrt{\frac{a_ш}{i_y}} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_ш}{k_ф}}, \qquad (18.28)$$

де $a_ш$ - відстань між осями штабів, см; $J_ш$ - момент інерції штаби, см^4; E – модуль пружності матеріалу шин, Па; $k_ф$ - коефіцієнт форми шин.

Механічна система „дві штаби – ізолятори" повинна мати частоту власних коливань більшу 200Гц, щоб не відбулось різкого збільшення зусилля в результаті механічного резонансу. Виходячи із цих міркувань, величина l_n вибирається ще за однією умовою

$$l_n \le 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_ш}{m_ш}}, \qquad (18.29)$$

де $m_ш$ - маса штаби на одиницю довжини, $\frac{кг}{м}$.

Для подальших розрахунків приймається менша із величин, які визначені за формулами (18.28) та (18.29).

Довжина прольоту між ізоляторами l визначається із умови (18.22), (18.23) за формулою

$$f_ш = \frac{k_ф}{4} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}, \qquad (18.30)$$

де b - товщина штаби, м.

Ця формула дійсна, коли $i_1 = i_2 = \frac{i_y}{2}$ та $a_ш = 2b$.

Питоме зусилля взаємодії між фазами $f_ф$ визначається за формулою (18.25), а згинаючий момент, створений цим зусиллям за (18.26).

Згинаючий момент, що створюється зусиллям $f_ш$

$$M_ш = \frac{f_ш \cdot l_n^2}{12}. \qquad (18.31)$$

Напруження в матеріалі шин від взаємодії штабів

$$\sigma_ш = \frac{M_ш}{W_ш}, \qquad (18.32)$$

де $W_ш$ - момент опору однієї штаби, см^3.

Напруження в матеріалі шин від взаємодії фаз $\sigma_ф$ визначається за формулою (18.27).

Результуюче розрахункове напруження в матеріалі шин

$$\sigma_{розр} = \sigma_ф + \sigma_ш. \qquad (18.33)$$

Шини будуть механічно міцними, якщо виконуватиметься умова (18.24).

18.3.4.3. Механічний розрахунок шин коробчатого перерізу

Розрахункове напруження в матеріалі шин коробчатого перерізу, як і у випадку двоштабових шин, має дві складові: від взаємодії фаз та від взаємодії профілів у фазі. Особливістю розрахунку шин коробчатого перерізу є складність розрахунку моментів інерції та моментів опору, а також необхідність врахування розташування шин при визначенні напруження від взаємодії фаз.

Моменти інерції та моменти опору коробчатих шин залежать від розташування їх у просторі (горизонтального або вертикального) та наявності жорсткого з'єднання по довжині профілів. Величини вказаних моментів визначаються, як правило, заводом-

виробником та подаються в довідниках . При виконанні механічного розрахунку шин коробчатого перерізу слід користуватися таблицею 18.1.

Таблиця 18.1 - Моменти інерції та моменти опору коробчатих шин за розташування їх у просторі

Величина		Розташування шин у просторі		
		вертикальне (жорстке з'єднання профілів за довжиною відсутнє)	горизонтальне	
			наявне жорстке з'єднання профілів за довжиною	жорстке з'єднання профілів за довжиною відсутнє
Момент інерції	за взаємодії фаз	$J_{ф} = 2J_{x-x}$	$J_{ф} = J_{y0-y0}$	$J_{ф} = 2J_{y-y}$
	за взаємодії профілів	$J_{n} = J_{x-x}$	—	$J_{n} = J_{y-y}$
Момент опору	за взаємодії фаз	$W_{ф} = 2W_{x-x}$	$W_{ф} = W_{y0-y0}$	$W_{ф} = 2W_{y-y}$
	за взаємодії профілів	$W_{n} = W_{x-x}$	—	$W_{n} = W_{y-y}$

Довжина прольоту між ізоляторами l визначається із умови (18.22) або (18.23).
Найбільше питоме зусилля від взаємодії фаз

$$f_{ф} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot k_{ф}, \qquad (18.34)$$

де $k_{ф}$ - коефіцієнт форми коробчатих шин, який визначається за кривими з довідника
Згинаючий момент, який створюється рівномірно розподіленою силою $f_{ф}$

$$M_{ф} = \frac{f_{ф} \cdot l^2}{10}. \qquad (18.35)$$

Напруження в матеріалі шин від взаємодії фаз

$$\sigma_{ф} = \frac{M_{ф}}{W_{ф}}. \qquad (18.36)$$

Питоме зусилля від взаємодії профілів у фазі

$$f_{n} = 0{,}5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{h} \cdot k_{ф}, \qquad (18.37)$$

де $h = H - 2c$ - відстань між профілями у фазі, м.
Згинаючий момент

$$M_{n} = \frac{f_{n} \cdot l^2}{12}. \qquad (18.38)$$

Напруження в матеріалі шин від взаємодії профілів

$$\sigma_{n} = \frac{M_{n}}{W_{n}}. \qquad (18.39)$$

Результуюче розрахункове напруження в матеріалі шин

$$\sigma_{розр} = \sigma_{ф} + \sigma_{n}. \qquad (18.40)$$

У випадку наявності жорсткого з'єднання по довжині між профілями у фазі складова $\sigma_{n} = 0$.

Шини механічно міцні, якщо виконується умова (18.24).

18.3.4.4. Механічний розрахунок шин, що розташовані по вершинах трикутника

Шини всіх фаз при розташуванні по вершинах рівностороннього трикутника знаходяться в однакових умовах (рис. 18.3). На шину фази А діють сили f_{ac} та f_{ab}, які визначаються за формулою

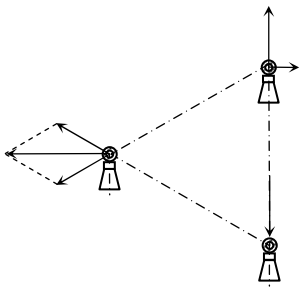


Рисунок 18.3 - До розрахунку шин, які розташовані по вершинах трикутника

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot k_{ф} \frac{i_1 \cdot i_2}{a} \qquad (18.41)$$

але на відміну від горизонтального розташування вектори сил зміщені в просторі на кут 60°. Результуюча сила f_a змінюється не тільки за величиною з частотою $2\omega t$, але й за напрямом, створюючи розтягуючі F_p, згинаючі $F_з$ та стискуючі F_c зусилля на ізолятори.

Максимальна сила взаємодії виявляється рівною силі, що діє на фазу *B* при горизонтальному розташуванні шин

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2}{a}. \qquad (18.42)$$

Якщо шини розташовані по вершинах прямокутного трикутника, то визначення зусиль ускладнюється, оскільки фази знаходяться в різних умовах. У табл. Д.11 подані розрахункові формули для визначення $\sigma_ф$ та сил, що діють на ізолятори трубчастих і коробчатих шин, які розташовані по вершинах трикутника.

Визначення σ_n для коробчатих шин виконується так само, як і при горизонтальному та вертикальному розташуванні шин.

Шинна конструкція буде механічно міцною, якщо виконується умова (18.24).

18.3.5. Вибір ізоляторів

Вибір опорних ізоляторів.

Умови вибору та перевірки *опорних ізоляторів*:

- за номінальною напругою:

$$U_{уст} \le U_{ном}; \qquad (18.43)$$

- за допустимим навантаженням:

$$F_{розр} \le F_{доп}. \qquad (18.44)$$

Розрахункова сила, що діє на ізолятор

$$F_{розр} = f_{ф} \cdot l \cdot k_h, \qquad (18.45)$$

де k_h - поправковий коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована на ребро. $k_h = 1$ - для шин розташованих пластом.

$$k_h = \frac{H_F}{H_{із}}, \qquad (18.46)$$

де $H_{із}$ - висота ізолятора.

Для прямокутних шин

$$H_F = H_{із} + b + \frac{h}{2}, \qquad (18.47)$$

Для коробчатих шин

$$H_F = H_{із} + c + \frac{H}{2}. \qquad (18.48)$$

При розташуванні шин по вершинах трикутника

$$F_{розр} = k_h \cdot F_u . \quad (18.49)$$

Допустиме навантаження на головку ізолятора

$$F_{доп} = 0,6F_{руйн}, \quad (18.50)$$

де $F_{руйн}$ - мінімальне руйнуюче зусилля при статичному згині, кН .

Вибір прохідних ізоляторів.
Умови вибору та перевірки *прохідних ізоляторів*:
- за номінальною напругою:

$$U_{уст} \le U_{ном}; \quad (18.51)$$

- за номінальним струмом:

$$I_{макс} \le I_{ном}; \quad (18.52)$$

- за допустимим навантаженням:

$$F_{розр} \le F_{доп}. \quad (18.53)$$

Розрахункова сила

$$F_{розр} = 0,5 \cdot f_ф \cdot l . \quad (18.54)$$

19. РОЗПОДІЛЬНІ УСТАНОВКИ. КЛАСИФІКАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК. РУ З ОДНІЄЮ СЕКЦІЄЮ ЗБІРНИХ ШИН

19.1 Загальні відомості

Розподільна установка (РУ) - це електроустановка, призначена для прийому і розподілу електроенергії, що складається з ел. Апаратів, шин і допоміжних пристроїв. Розробку конструкції РУ розпочинають після того, як визначились повністю зі схемою електричних з'єднань, вибрані електричні апарати (включно вимірювальні трансформатори, розрядники заземлювачі тощо) і з'єднувальні провідники, прийнята компоновка основних та допоміжних споруд на майданчику станції (підстанції).

В об'єм конструктивної розробки РУ входять: вибір типу конструкції РУ; вибір типу внутрішньої компоновки електрообладнання РУ; ескізна проробка компоновки РУ – складання ескізів комірок РУ, схеми заповнення і плану РУ; складання робочих креслень.

В сучасних умовах немає необхідності підходити до розробки конструкції кожної РУ як до проектування оригінального нового об'єкта у всіх його деталях. Провідними проектними організаціями розроблені типові конструкції РУ стосовно основних електричних схем, які сьогодні застосовують на електростанціях та підстанціях. З часом їх замінюють новими, більш досконалими конструкціями.

Вимоги до схем розподільних установок (РУ) передбачені Нормами технологічного проектування підстанцій і полягають у наступному:

1. Електрична схема повинна відповідати умовам роботи станції (підстанції) в енергосистемі й очікуваних режимах;

2. Бути досить зручною в експлуатації, а саме: простою і наочною, мати мінімальний обсяг перемикань, пов'язаних із зміною режиму; доступною для ремонту електричного устаткування без порушення режиму установки;

3. Передбачати можливість автоматизації електроустановки в економічно доцільному обсязі;

4. Бути досить економічно виправданого ступеня надійності.

Проектуванню електростанцій і підстанцій передує розробка схеми розвитку електроенергетичної системи або її частини на 10 -15 років. При розробці схеми розвитку різні технічно варіанти порівнюються за техніко-економічними показниками. Варіанти повинні бути взаємозамінними й забезпечувати однаковий корисний відпуск електроенергії споживачам. На підставі схеми розвитку розробляються схеми станцій і підстанцій, розраховуються струми КЗ і вибираються вимикачі. Багато в чому саме струми КЗ визначаються типи вимикачів і вартість РУ, можлива навіть відмова від того або іншого варіанта схеми через надмірно великий струм КЗ.

Розподільні установки станцій і підстанцій характеризуються номінальною напругою, числом і потужністю приєднаних генераторів, трансформаторів, потужністю, видаваною в мережу, числом ліній, режимом роботи й перспективою розвитку.

При малому числі приєднань набули застосування спрощені схеми з малим числом вимикачів. При великій кількості приєднань відношення числа вимикачів до числа приєднань лежить у межах від 1 до 2, застосовуються досить складні схеми РУ.

За методом спорудження та монтажу всі сучасні конструкції РУ можна поділити на збірні і комплектні, а за видом установлення обладнання – на закриті з обладнанням для внутрішнього установлення і на відкриті з обладнанням для зовнішнього установлення. Таким чином, за конструктивним виконанням будемо розрізняти такі чотири типи РУ: збірні закриті (ЗРУ), збірні відкриті (ВРУ), комплектні для внутрішнього установлення (КРУ), комплектні для зовнішнього установлення (КРУЗ).

Закриті РУ монтують (складають) з окремих конструктивних вузлів (готових блоків, шаф, панелей тощо) всередині будівлі зального типу. Ці вузли виготовляють спеціалізовані

майстерні або заводи. Чим крупніші конструктивні вузли заводського виготовлення, тим простіше проектування і тим повніше здійснюється індустріалізація спорудження таких РУ. В групі ЗРУ ця тенденція найбільш повно проявляється в збірно-каркасних РУ (ЗКРУ), які складають з готових шаф і шинних мостів заводського виготовлення.

Несучі конструкції ВРУ виконують із збірного залізобетону або металу та доставляють на будівельний майданчик окремо від електричного обладнання. Монтаж ведеться на місці, безпосередньо на відкритому повітрі.

Комплектні РУ складають (комплектують) з закритих шаф, які виготовляють на заводах і постачають в складеному або повністю підготовленому для складання вигляді. Шафи можуть бути призначені для встановлення всередині споруди (КРУ) або на відкритому повітрі (КРУЗ). Комплектні РУ є, без сумніву, найбільш сучасними і прогресивними конструктивними рішеннями. Збірні РУ можуть бути виконані за будь-якою схемою електричних з'єднань. Сьогодні вітчизняні заводи виготовляють шафи для комплектних РУ 6-35 кВ лише для схеми з однією системою збірних шин.

Вибираючи тип конструкції РУ, потрібно враховувати: номінальну напругу, схему електричних з'єднань, габарити обладнання, що встановлюється, і умови навколишнього середовища.

При напрузі 6–10 (35) кВ, коли габарити електричних апаратів відносно невеликі, застосовують, як правило, РУ закритого типу. Розташування обладнання всередині споруди створює сприятливі умови як для його роботи, так і для його обслуговування. Для РУ таких напруг характерна схема з однією або двома системами збірних шин з одним вимикачем на приєднання. Якщо вибрана схема з однією системою збірних шин, то перевагу надають комплектним РУ за умови, звичайно, що заводи випускають шафи КРУ з вибраним типом вимикачів. В інших випадках застосовують збірні РУ з використанням шаф КРУ тільки для лінійних вимикачів (якщо на лініях, що відходять, передбачені реактори).

Починаючи з напруги 35кВ і вище використовують, як правило, РУ відкритого типу. Пояснюється це тим, що при підвищених напругах габарити електричних апаратів (в першу чергу вимикачів) є досить великими, і спорудження будівлі для їх розміщення обходиться надто дорого (особливо при напругах 330кВ і вище). Лише особливі обставини змушують відступати від цієї рекомендації. Так, при обмеженості майданчика (наприклад, в деріваційній ГЕС, яка споруджується в гірській місцевості) або при важких умовах навколишнього середовища (агресивність, підвищена запиленість) застосовують закриті РУ або комплекті РУ – герметизовані елегазові комплектні пристрої КРУЕ на напруги 110–220 кВ і вище.

19.2. РУ з однією системою збірних шин

Кожне приєднання містить вимикач і два роз'єднувачі - шинний і лінійний. У розглянутій схемі операції з роз'єднувачами допускаються тільки при відключеному вимикачі відповідного приєднання. Ясність цієї вимоги й простота РУ практично виключають помилкові операції з роз'єднувачами.

Перевага схеми з однією системою збірних шин полягає в її винятковій простоті й низькій вартості.

Недоліки:

– профілактичний ремонт збірних шин шинних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням усього пристрою на час ремонту;

– ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням відповідних приєднань, що небажано, а в деяких випадках неприпустимо;

– коротке замикання в зоні збірних шин приводить до повного відключення РУ;

– зовнішнє КЗ і відмова вимикача приєднання також приводить до повного відключення РУ.

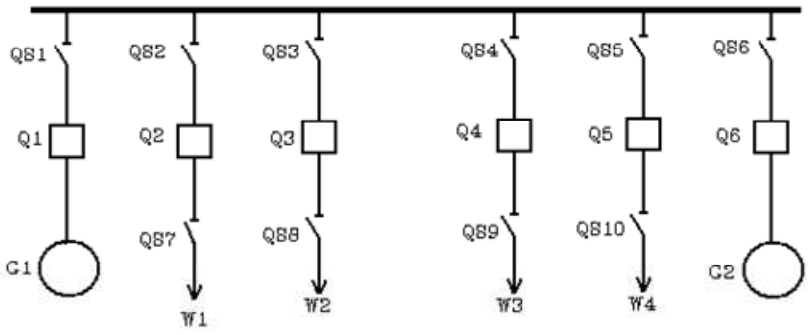


Рисунок 19.1 - РУ з однією секцією збірних шин без секціонування

Частково недоліки усуваються секціонуванням збірних шин, тобто їхньому поділу на частини-секції з установкою в точках розподілу вимикачів, що називаються секційними.

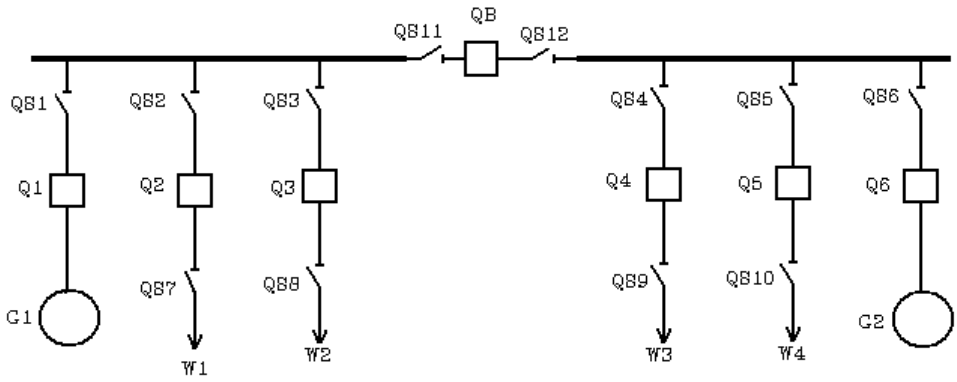


Рисунок 19.2 - РУ з однією секцією збірних шин з секціонування.

Секціонування виконується так, щоб кожна секція мала джерело енергії (генератор або трансформатор). Число секцій залежить від числа й потужності джерел енергії, напруги, схеми мережі. У РУ з великим числом секцій збірні шини замикають у кільце. Секціонування дозволяє підвищити надійність РУ й електроустановки в цілому. Однак, при замиканні на секційному вимикачі відключаються обидві секції.

У РУ 6 - 10 кВ підстанцій секційні вимикачі, як правило, розімкнуті для зменшення СКЗ, але на них встановлюються пристрої АВР.

Для забезпечення можливості почергового ремонту вимикачів без порушення електропостачання споживачів у РУ 110 -220 кВ передбачають обхідну систему шин.

При нормальній роботі обхідні роз'єднувачі й обхідні вимикачі відключені.

На час ремонту робочого вимикача приєднання, його функції виконує обхідний вимикач. Ця заміна робиться в такий спосіб:

1 - включають обхідний вимикач для перевірки справності обхідної системи шин;

2 - відключають обхідний вимикач;

3 - включають обхідний роз'єднувач ремонтованого приєднання;

4 - включають обхідний вимикач;

5 - відключають вимикач приєднання, що підлягає ремонту;

6 - відключають відповідні роз'єднувачі.

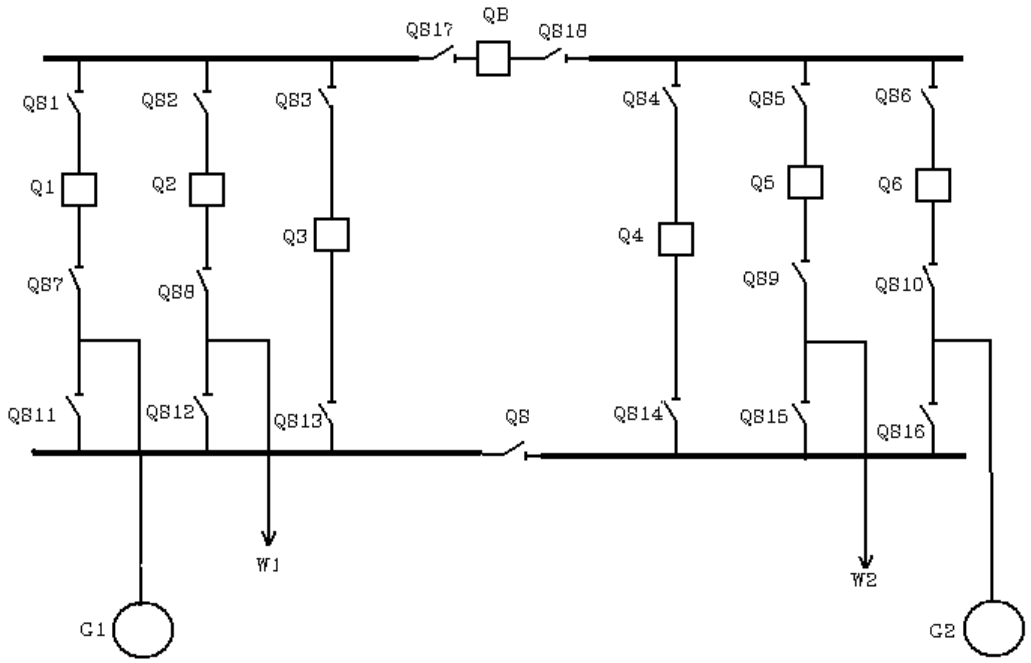


Рисунок 19.3 - РУ з однією секцією збірних шин з секціонування і обхідною системою шин.

Захист приєднання під час ремонту здійснюється обхідним вимикачем і його релейним захистом. Замість двох обхідних вимикачів у подібних схемах застосовують один із двома шинними роз'єднувачами, якими можна підключити ту або іншу секцію шин.

РУ з однією секціонованою системою збірних шин набули застосування на станціях і підстанціях при напрузі до 220 кВ включно.

Установки з однією секціонованою системою збірних шин (без обхідної) застосовують у РУ 6 - 35 кВ підстанцій, РУ 6 - 10 кВ ТЕЦ, РУ власних потреб станцій і ін.

19.3. РУ із двома системами збірних шин

Кожне приєднання такої РУ містить вимикач і два шинних роз'єднувачі. Є також шиноз’єднувальний вимикач (ШЗВ). Схема використовується в РУ 110 - 220 кВ. Шиноз’єднувальний вимикач, як правило, замкнений. Розмикання ШЗВ іноді робиться для зменшення ТКЗ.

Перемикання приєднань із однієї системи шин на іншу робиться за допомогою шинних роз'єднувачів. При вимкненому ШЗВ всі розімкнуті роз'єднувачі першої й другої системи шин шунтовані через збірні шини ШЗВ. У цих умовах на будь-якому приєднанні можна виключити роз'єднувач однієї системи й відключити роз'єднувач іншої системи шин. У процесі перемикання струм зміщається з одного роз'єднувача в інший без утворення дуги. Якщо ШЗВ розімкнути - ці операції неприпустимі. Щоб уникнути неправильних операцій з роз'єднувачами передбачають блокувальні пристрої. Шинні роз'єднувачі кожного приєднання зблоковані з ШЗВ. Крім того, є блокування між роз'єднувачами й вимикачами в межах кожного приєднання. Блокування виконується у вигляді замків на приводах - електромагнітних або механічних.

Переваги схеми:

– можливість почергового ремонту збірних шин без перерви електропостачання;

– можливість розподілу системи на дві частини з метою підвищення надійності електропостачання або обмеження ТКЗ;

– можливість перемикання приєднань на одну або іншу систему відповідно до режиму роботи установки.

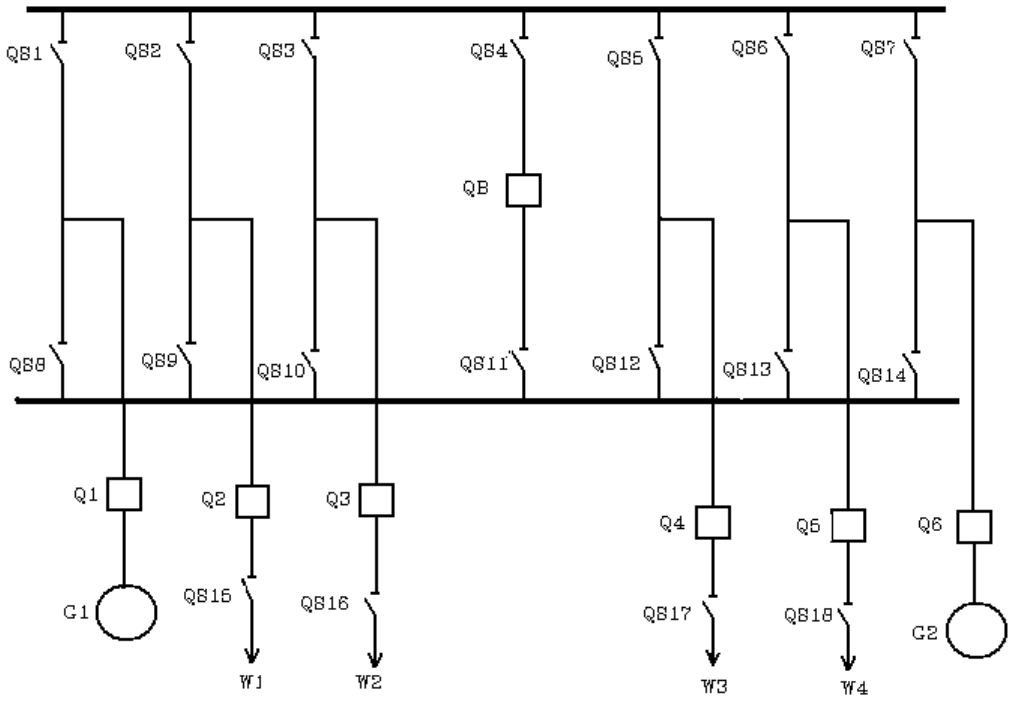


Рисунок 19.4 - РУ з двома секціями збірних шин з секціонування

Недоліки:

- при ремонті однієї системи всі приєднання перемикаються на іншу. отже, на цей час надійність установки знижується;
- при замиканні в ШЗВ відключаються обидві системи шин;
- у випадку зовнішнього КЗ на будь-якому приєднанні й відмові його вимикача відключається вся система шин;
- ремонт вимикачів і лінійних роз'єднувачів пов'язаний з відключенням відповідних приєднань;
- складність РУ;
- часті перемикання за допомогою роз'єднувачів підвищують імовірність ушкоджень у цій зоні збірних шин.

19.4. Спрощені схеми РУ

Спрощені схеми одержали поширення для РУ з малим числом приєднань. Це такі схеми, як міст, подвійний міст і трансформатори-шини.

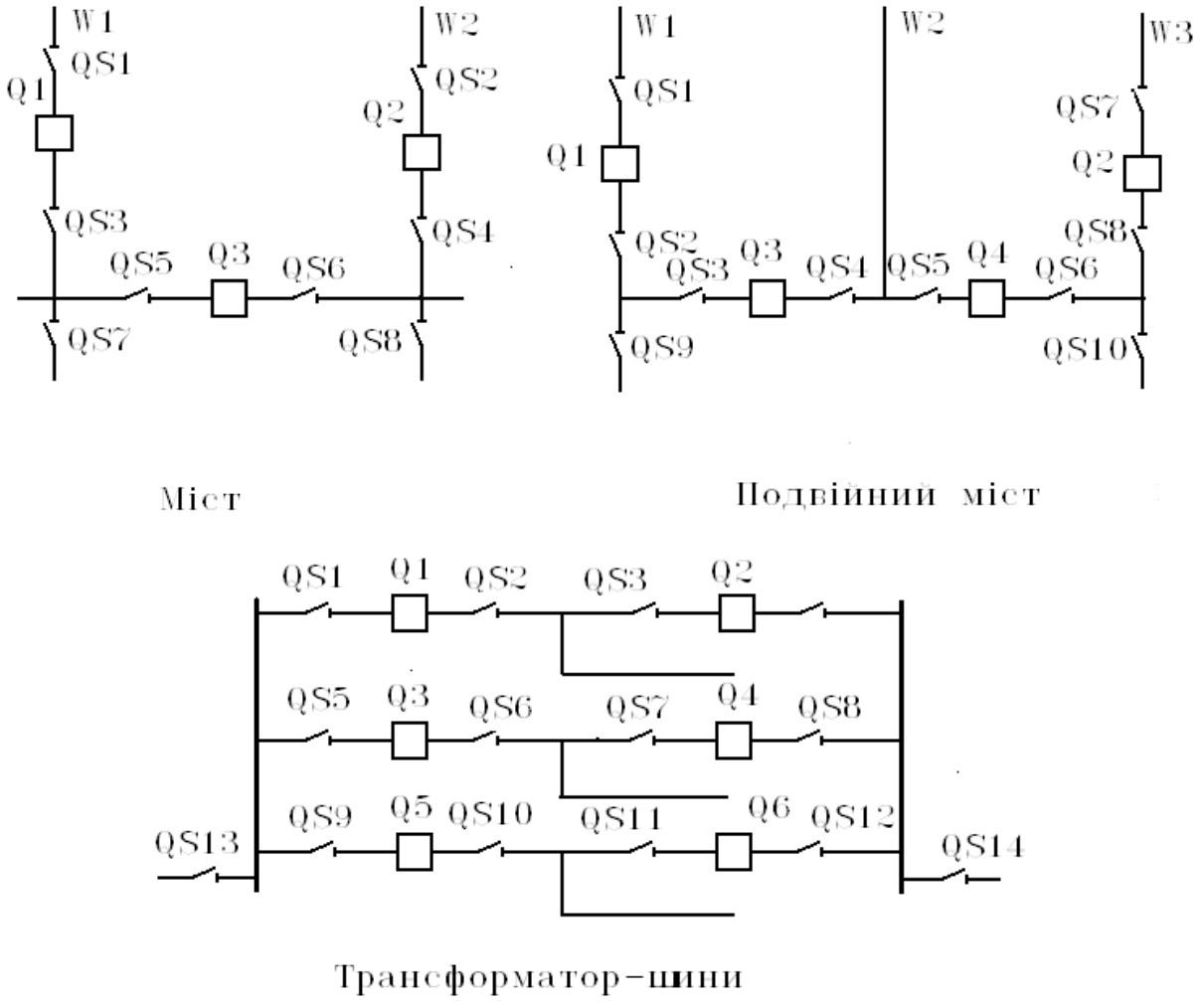


Рисунок 19.5 - Спрощені схеми РУ

20. КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

20.1. Закриті розподільні установки (ЗРУ)

Розподільна установка - це електроустановка, призначена для прийому й розподілу електричної енергії, що містить електричні апарати, шини й допоміжні пристрої.

Якщо розподільна установка розташована всередині будинку, то вона називається закритою.

Закриті розподільні установки (ЗРУ) споруджуються звичайно при напрузі 3 – 20 кВ. При більших напругах, як правило, споруджуються відкриті РУ. Однак при обмеженій площі під РУ або при підвищеному забрудненні атмосфери можуть застосовуватися ЗРУ на напруги 35-220 кВ.

Розподільні установки повинні забезпечувати надійність роботи електроустановки, що може бути виконано тільки при правильному виборі й розміщенні електроустаткування, при правильному підборі типу й конструкції РУ відповідно до ПВЕ.

Обслуговування РУ повинне бути зручним і безпечним. Розміщення обладнання в РУ повинне забезпечувати добрий огляд, зручність ремонтних робіт, повну безпеку при ремонтах й оглядах. Для безпеки дотримуються мінімальні відстані від струмоведучих частин для різних елементів ЗРУ.

Неізольовані струмоведучі частини щоб уникнути випадкових доторкувань до них повинні бути поміщені в камери або обгороджені. Огородження може бути суцільним або сітчастим. У багатьох конструкціях ЗРУ застосовується змішане огородження – на суцільній частині огородження кріпляться приводи вимикачів і роз'єднувачів, а сітчаста частина огородження дозволяє спостерігати за устаткуванням. Висота такого огородження повинна бути не менше 1,9 м, при цьому сітки повинні мати отвори розміром не більше 25 х 25 мм. Огородження повинні замикатися на замок.

Неізольовані струмоведучі частини, розташовані над підлогою на висоті до 2,5 м в установках 3 – 10 кВ і 2,7 м в установках 20 – 35 кВ, повинні огороджуватися сітками, причому висота проходу під сіткою повинна бути не меншою 1,9 м.

Огляди устаткування виконуються з коридору обслуговування, ширина якого повинна бути не менше 1 м при однобічному й 1,2 м при двосторонньому розташуванні устаткування.

Якщо в коридорі ЗРУ розміщені приводи роз'єднувачів і вимикачів, то ширина такого коридору повинна бути відповідно 1,5 й 2 м.

Якщо в ЗРУ застосовуються комірки КРУ, то ширина проходу для керування й ремонту КРУ викочуваного типу повинна забезпечувати зручність переміщення й розвороту викатних візків, тому при однорядному розташуванні ширина визначається довжиною візка плюс 0,6 м, при дворядному розташуванні – довжиною візка плюс 0,8 м. При наявності проходу із задньої сторони КРУ його ширина повинна бути не менш 0,8 м.

Із приміщень ЗРУ передбачаються виходи назовні або в приміщення з негорючими стінами й перекриттями: один вихід при довжині РУ до 7 м, два виходи по кінцях при довжині від 7 до 60 м, при довжині більше 60 м – два виходи по кінцях і додаткові виходи з таким розрахунком, щоб відстань від будь-якої точки коридорів РУ до виходу не перевищувала 30 м. Двері з РУ повинні відкриватися назовні й мати самозамикальні замки, що відкривають без ключа з боку РУ.

ЗРУ повинне забезпечувати пожежну безпеку. Будівельні конструкції ЗРУ повинні відповідати вимогам БНіП, а також правилам пожежної охорони (ППО). Будівля РУ споруджується з вогнестійких матеріалів. При проектуванні ЗРУ передбачаються заходи для обмеження поширення виниклої аварії. Для цього устаткування окремих елементів РУ встановлюється в камерах – приміщеннях, обмежених з усіх боків стінами, перекриттями, огородженнями. Якщо частина огороджень сітчаста, то камера називається відкритою. У

таких камерах установлюються роз'єднувачі, безмасляні й маломасляні вимикачі й бакові вимикачі з кількістю масла до 25 кг. У сучасних ЗРУ бакові вимикачі з більшою кількістю масла (більше 60 кг) не застосовуються, тому що для їх установки треба передбачати закриті камери з виходом назовні, що значно ускладнює будівельну частину.

При установці в ЗРУ масляних трансформаторів передбачаються заходи для збору й відводу масла в маслозбиральну систему. У ЗРУ передбачається природна вентиляція приміщень трансформаторів і реакторів, а також аварійна витяжна вентиляція коридорів обслуговування відкритих камер з маслонаповненим устаткуванням.

Розподільна установка повинна бути економічною. Вартість спорудження РУ складається з вартості будівельної частини, електричного устаткування, електромонтажних робіт і накладних витрат. Для зменшення вартості будівельної частини по можливості зменшують обсяг будівлі й спрощують її конструкцію. Значне зменшення вартості досягається застосуванням будинків РУ зі збірних залізобетонних конструкцій, які замінюють цегельну кладку, що застосовувалася раніше.

Для зменшення вартості електромонтажних робіт і прискорення спорудження РУ широко застосовують укрупнені вузли, зібрані на спеціалізованій монтажній базі. Такими вузлами можуть бути камери й шафи з убудованим електроустаткуванням: камери для збірних шин і шинних роз'єднувачів, шафи керування вимикачами, шафи лінійних роз'єднувачів і т.п. Для приєднання ліній 6 – 10 кВ у сучасних РУ широко застосовують шафи комплектних розподільних пристроїв. Застосування укрупнених вузлів дозволяє використати індустріальні методи спорудження ЗРУ з максимальною механізацією електромонтажних робіт.

Розподільна установка, змонтована з укрупнених вузлів, називається збірною. У збірній РУ будівля споруджується у вигляді коробки, без будь-яких перегородок, зального типу. Основу камер становить сталевий каркас, а перегородки між камерами виконують із азбестоцементних або гіпсолітових плит.

Зменшення вартості РУ досягається також спорудженням їх за типовими проектами, які розробляються провідними проектними організаціями. Завданням проектування є вибір тієї або іншої типової конструкції, що відповідала б схемі електричних з'єднань і встановленому встаткуванню.

20.2. Конструкції ЗРУ 6-10 кВ із однією системою шин

РУ 6-10 кВ із однією системою шин без реакторів на лініях, що відходять, широко застосовуються в промислових установках і міських мережах. У таких РУ встановлюються маломасляні або безмасляні вимикачі невеликих габаритів, що дозволяє все устаткування одного приєднання розмістити в одній камері. Такі РУ з камерами КСО-266, КСО-366 одержали широке поширення. Однак ремонт вимикачів у цих камерах складний, тому замість них на сьогодні застосовують камери з вимикачами, розташованими на викотному візку комірки комплектної розподільної установки.

Генераторні розподільні установки (ГРУ), які споруджують на ТЕЦ, виконуються із застосуванням збірних комплектних комірок.

ГРУ 6-10 кВ із однією системою шин і груповими здвоєними реакторами на лініях показана на рис. 1. При конструюванні РУ необхідно знати розміщення обладнання по камерах, для чого спочатку викреслюється схема заповнення.

Схема заповнення - це електрична схема ввімкнення основного устаткування й апаратури, що відбиває їх дійсне взаємне розміщення.

У схемі заповнення умовно, без дотримання масштабу показується контур будинку й камер, розташування устаткування й робляться необхідні пояснюючі написи. Схема заповнення полегшує складання специфікації на устаткування, полегшує розуміння конструкції РУ, але не заміняє конструктивних креслень РУ. У деяких випадках

викреслюється план РУ, і на ньому умовними позначками показується розміщення устаткування. Такий план-схема заповнення показана на рис. 20.1,б.

У ГРУ передбачені три секції збірних шин, до кожної з яких приєднаний генератор 63 МВт. До першої й третьої секцій приєднані трьохобмоткові трансформатори зв'язку. На кожній секції встановлені два групових здвоєних реактори 2 × 2000 А і чотири збірки КРУ з вимикачами ВМПЕ-10. ГРУ розрахована на ударний струм до 300 кА. Будинок ГРУ одноповерховий, із прольотом 18 м, виконується зі стандартних залізобетонних конструкцій, які застосовуються для спорудження й інших будівель ТЕЦ. У центральній частині будинку в два ряди розташовані блоки збірних шин і шинних роз'єднувачів, далі знаходяться комірки генераторних, і секційних вимикачів, групових і секційних реакторів і шинних трансформаторів напруги. Крок комірки 3 м. Біля стін будинку розташовані шафи КРУ. Всі кабелі проходять у двох кабельних тунелях. Повітря для охолодження реакторів підводиться із двох вентиляційних каналів, нагріте повітря викидається назовні через витяжну шахту. У канали повітря подається спеціальними вентиляторами, установленими в трьох камерах (1, 2, 3, рис. 20.1, б).

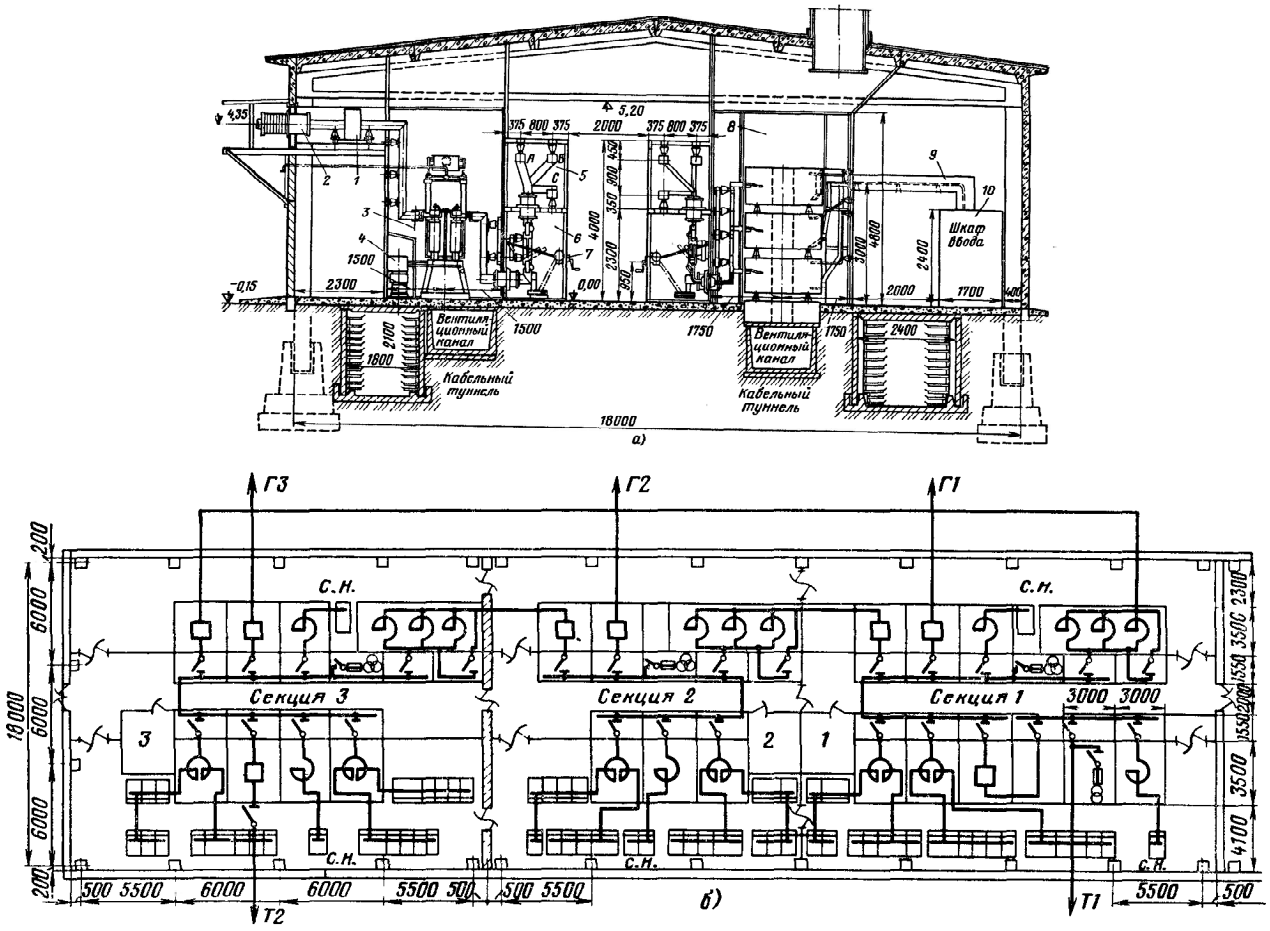


Рисунок 20.1 - ГРУ 6-10 кВ із однією системою шин і групових реакторів:
а - розріз по колах генератора й групового реактора: 1 - трансформатор струму; 2 - прохідний ізолятор; 3 - камера генераторного вимикача; 4 - привід вимикача; 5 - блок збірних шин; 6 - блок шинних роз'єднувачів; 7 - привід шинних роз'єднувачів; 8 - камера здвоєного реактора; 9 - шинопровід; 10 - комірки КРУ; б - план-схема заповнення

.

Обслуговування устаткування здійснюється із трьох коридорів: центральний коридор керування шириною 2000 мм, коридор уздовж шаф КРУ, розрахований на викочування візків з вимикачами, і коридор обслуговування уздовж ряду генераторних вимикачів.

Варто звернути увагу на те, що всі комірки генераторних вимикачів розташовані зі сторони ГРУ, зверненої до турбінного відділення, а комірки трансформаторів зв'язку – з боку відкритого РУ (див. план-схему заповнення на рис. 6.1,б). Таке розташування дозволяє здійснити з'єднання генераторів і трансформаторів зв'язку з комірками ГРУ за допомогою підвісних гнучких струмопроводів. З'єднання секцій збірних шин 6 кВ у кільце виконується зовні будинку гнучким зв'язком.

Конструкція ГРУ, розглянута вище (рис. 20.1), має ряд недоліків: важкий каркасний будинок, комірки з металевими каркасами, великий обсяг монтажних робіт, що виконуються вручну із застосуванням малої механізації. Цих недоліків не має крупноблочна головна розподільна установка (КГРУ) 6-10 кВ на номінальний струм 8000 А і ударний струм 330 кА. На рис. 20..2 показані розріз по колах генератора й здвоєного реактора й схема заповнення для першої й другої секцій. КГРУ розроблена для схеми з однією системою збірних шин, що складається із чотирьох секцій, з'єднаних у кільце. Комірки вимикачів, реакторів, роз'єднувачів розташовані у два ряди. Збірні шини розташовані в один ряд. КГРУ розрахована на приєднання до кожної секції одного генератора 120 МВТ або двох по 60 МВТ при U = 10 кВ й одного генератора 60 МВТ при U = 6кВ. Кабельні лінії, що відходять, приєднуються за допомогою шаф КРУ 9 до гілок здвоєних реакторів 7. На кожну секцію можуть бути приєднані дві групи здвоєних реакторів по 2 × 2500 А або три групи по 2 × 1600 А і по одній лінії середньої напруги. Збірні шини 1, відгалуження від них, секційна перемичка 2 між першою й четвертою секціями, а також виводи з комірок генераторів, трансформаторів зв'язку й ліній с. н. виконані пофазно-екранованими струмопроводами. Шинні роз'єднувачі 3 встановлені в металевих комірках з міжфазними перегородками. Ошиновка в комірках вимикачів і реакторів виконується укрупненими монтажними блоками. Охолодження комірок здійснюється за допомогою штучної автоматичної вентиляції.

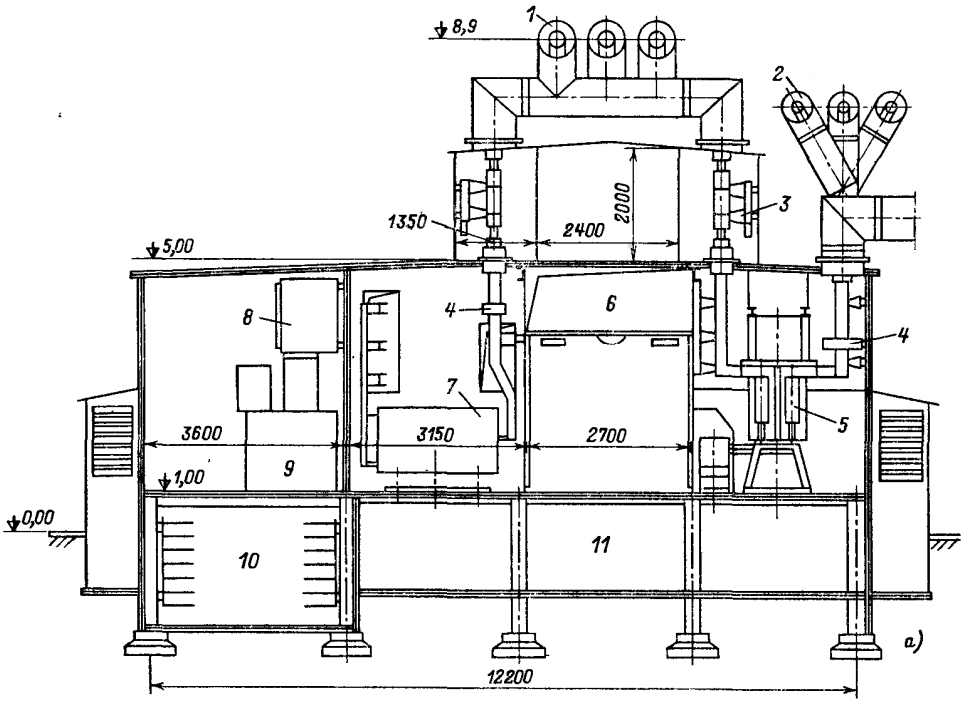


Рисунок 20.2 - Крупноблочна головна розподільна установка 10 кВ (КГРУ) з однією системою шин: 1 - струмопроводи збірних шин; 2 - струмопроводи секційної перемички; 3 - шинний роз'єднувач ; 4 - трансформатор струму; 5 - вимикач; 6 - вентиляційний короб; 7 - реактор; 8 - шафа роз'єднувача; 9 - КРУ ліній, що відходять; 10 - кабельний тунель; 11 - вентиляційний підвал.

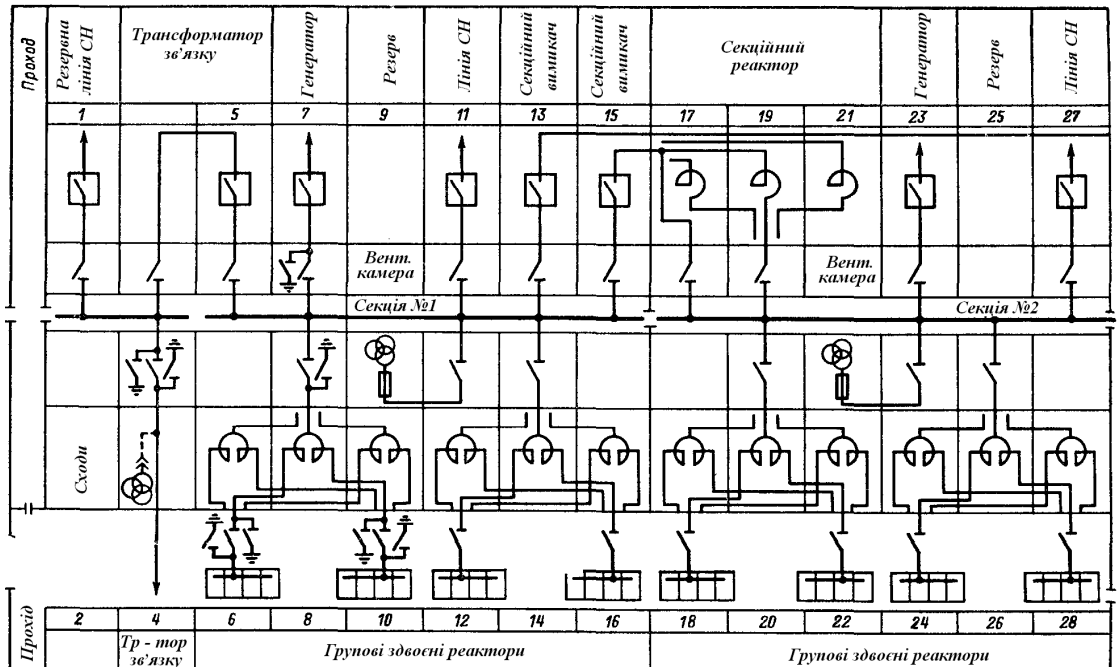


Рисунок 20.3 - Крупноблочна головна розподільна установка 10 кВ (КГРУ) з однією системою шин схема заповнення.

20.3. Відкриті розподільні пристрої (ВРУ)

Розподільна установка, розташована на відкритому повітрі, називається відкритою розподільною установкою. Як правило, РУ напругою 35 кВ і вище споруджуються відкритими.

Так само як і ЗРУ, відкриті РУ повинні забезпечити надійність роботи, безпеку й зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення, максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення.

Відстань між струмоведучими частинами й від них до різних елементів ВРУ повинне вибиратися відповідно до вимог ПУЭ [1.12].

Всі апарати ВРУ звичайно розташовуються на невисоких підставах (металевих або залізобетонних). По території ВРУ передбачаються проїзди для можливості механізації монтажу й ремонту встаткування. Шини можуть бути гнучкими із багатодротових проводів або із твердих труб. Гнучкі шини кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах, а тверді - за допомогою опорних ізоляторів на залізобетонних або металевих стійках.

Застосування твердої ошиновки дозволяє відмовитися від порталів і зменшити площу ВРУ.

Під силовими трансформаторами, масляними реакторами й баковими вимикачами 110 кв і вище передбачається маслоприймач, укладається шар гравію товщиною не менш 25 см, і масло стікає в аварійних випадках у маслозбірники. Кабелі оперативних кіл, кіл керування, релейного захисту, автоматики й повітропроводи прокладають у лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх у ґрунт або в металевих лотках, підвішених до конструкцій ВРУ.

Відкрите РУ повинне бути обгороджене.

Відкриті РУ мають наступні переваги перед закритими:

- легше виконуються розширення й реконструкція;
- всі апарати доступні для спостереження;

- менше обсяг будівельних робіт, тому що необхідні лише підготовка площадки, будівництво доріг, спорудження фундаментів й установка опор, у зв'язку із цим зменшуються час спорудження й вартість ВРУ.

У той же час відкриті РУ менш зручні в обслуговуванні при низьких температурах й у негоду, займають значно більшу площу, ніж ЗРУ, а апарати на ВРУ піддані запиленню, забрудненню й коливанням температури.

Конструкції ВРУ різноманітні й залежать від схеми електричних з'єднань, від типів вимикачів, роз'єднувачів й їхнього взаємного розташування.

20.4. Комплектні розподільні пристрої внутрішньої установки

Комплектний розподільна установка (КРУ) - це розподільна установка, що складається із закритих шаф з убудованими в них апаратами, вимірювальними й захисними приладами й допоміжними пристроями. Шафи КРУ виготовляються на заводах, що дозволяє домогтися ретельної зборки всіх вузлів і забезпечення надійної роботи електроустаткування. Шафи з повністю зібраним й готовим до роботи устаткуванням надходять на місце монтажу, де їх установлюють, з'єднують збірні шини на стиках шаф, підводять силові й контрольні кабелі. Застосування КРУ дозволяє прискорити монтаж розподільного пристрою. КРУ безпечно в обслуговуванні, тому що всі частини, що перебувають під напругою, закриті металевим кожухом.

Як ізоляція між струмоведучими частинами в КРУ можуть бути використані повітря, масло, тверда ізоляція, інертні гази. КРУ з масляною й газовою ізоляцією можуть виготовлятися на високі напруги (у світовій практиці є конструкції на 220, 400 й 500 кВ). У КРУ можуть застосовуватися звичайні апарати або спеціально призначені для КРУ, одночасно можуть застосовуватися ті й інші. Наприклад, для КРУ 6-10 кВ застосовуються вимикачі звичайної конструкції, а замість роз'єднувачів - втичні контакти.

Наша промисловість випускає КРУ 3 - 35 кВ із повітряною ізоляцією й 110 - 220 кВ із ізоляцією з елегазу.

Застосування КРУ приводить до скорочення обсягу й строків проектування, при необхідності легко виконуються реконструкція й розширення електроустановки.

Для РУ 6-10 кВ знижувальних підстанцій, а також у системі власних потреб електростанцій для схеми з однією системою шин широко застосовуються КРУ різних типів: з маломасляними вимикачами ВМП, ВММ, ВМПЭ, ВМПП, ВК і МГГ; з електромагнітними вимикачами ВЭМ, ВЭ; з вакуумними вимикачами ВВ/TEL, ВНВП, ВВТЭ й ВВТП.

Розглянемо особливості КРУ на прикладі КРУ широко розповсюдженої серії К-XII (рис. 20.4), що у цей час замінена на серію К-ХХУІ в тих же габаритах, але з вимикачами ВМПЭ й ВМПП на більші струми вимикання. Шафа КРУ складається із твердого металевого корпуса, усередині якого розміщена всі апаратури. Для безпечного обслуговування й локалізації аварій корпус розділений на відсіки металевими перегородками й металевими шторками, що автоматично закриваються. Вимикач із приводом установлений на візку який викочується 9. У верхній і нижній частинах візка розташовані рухомі контакти, що роз'єднують, які при укочуванні візка в шафу замикаються із шинним 15 і лінійним 14 нерухомими контактами. При викочуванні візка з попередньо відключеним вимикачем рознімні контакти відключаються, і вимикач при цьому буде відключений від збірних шин і кабельних вводів. Коли візок перебуває поза корпусом шафи, забезпечується зручний доступ до вимикача і його приводу для ремонту. Розміщення вимикача на викотному візку дозволяє значно зменшити розміри шафи в порівнянні зі збірними РУ, де камера вимикача повинна передбачати можливість доступу до апаратів і ремонт їх на місці.

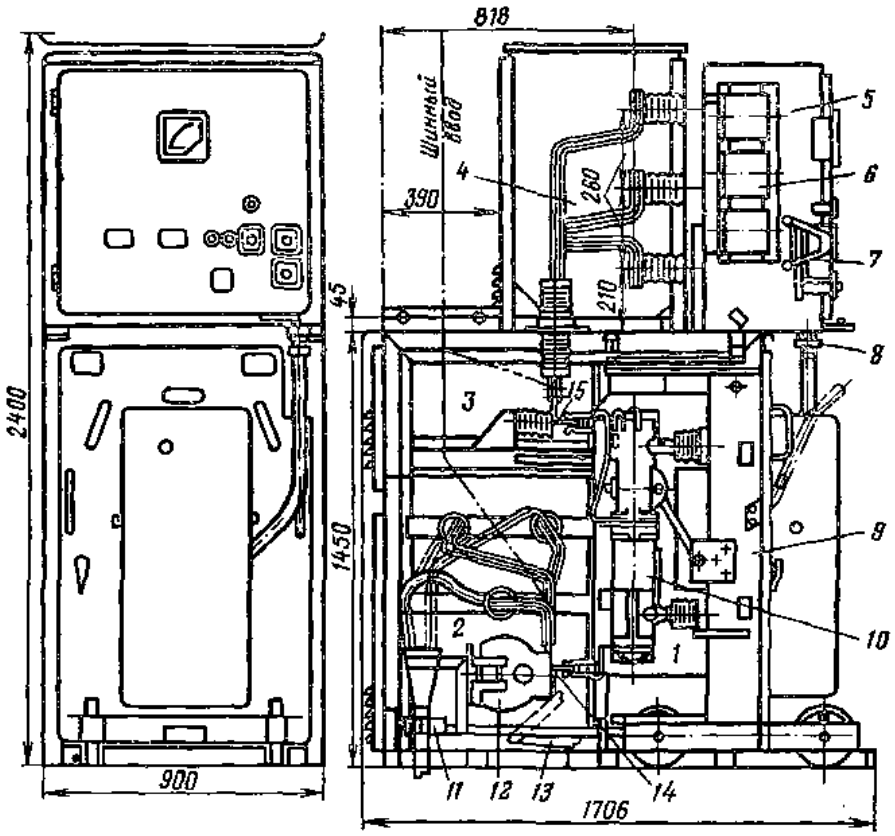


Рисунок 20.4 - Шафа КРУ з вимикачем ВМП -10 і приводом ПЕ-11:
1 – відсік візка; 2 – відсік трансформатора струму і кабельної збірки; 3 – відсік шинного роз'єднувального контакту; 4 – відсік збірних шин; 5 – шафа приладів; 6 – блок релейного захисту; 7 – поворотна рама для установки лічильників; 8 – штепсельний роз’єм вторинних з'єднань; 9 – візок; 10 – вимикач з приводом; 11 – трансформатор струму земляного захисту; 12 – трансформатор струму; 13 – заземлювальний роз’єднувач; 14 – нерухомий лінійний контакт; 15 – нерухомий шинний контакт.

Викатний візок може займати три положення: робоче (візок перебуває в корпусі шафи, первинні й вторинні кола замкнуті); випробувальне (візок у корпусі шафи, але первинні кола розімкнуті, а вторинні замкнуті); ремонтне (візок перебуває поза корпусом шафи, первинні й вторинні кола розімкнуті). У робочому й випробувальному положеннях візок фіксується спеціальним пристроєм. Для полегшення переміщення візка в робоче положення є важільний механізм, керований знімною рукояткою. При викочуванні візка із шафи автоматично металевими шторками закриваються відсіки шинних і лінійного контактів, що роз'єднують. Таким чином, виключається випадковий дотик до струмоведучих частин, що залишилися під напругою. На викатному візку монтуються також трансформатори напруги, розрядники, силові запобіжники, рознімні контакти з'єднань головного кола.

Відсік збірних шин установлюється на корпусі шафи. Верх відсіку має поворотну кришку для монтажу збірних шин зверху (після повної установки всіх шаф). Збірні шини пов'язані з контактом, що роз'єднує, шинами через прохідні ізолятори.

Шафа приладів 5 являє собою металеву конструкцію, на фасадних дверцятах якої розміщаються прилади виміру, лічильники, ключі керування й апаратури сигналізації. На задній стінці встановлений короб для шинок вторинних з'єднань (до 40). Блок для релейної апаратури поворотного типу встановлений усередині шафи й може вмістити до 22 приладів. Кола вторинних з'єднань візка й релейної шафи з'єднуються гнучким

шлангом із багатоконтактним штепсельним розніманням. Таке з'єднання дозволяє швидко замінити один візок іншої якщо буде потреба.

Корпус шафи має жалюзі для природної вентиляції відсіків. Шафи встановлюються в приміщенні й обслуговуються з однієї сторони. У шафах даної серії виконане блокування, що не допускає укочування візка в робоче положення й викочування з робочого положення при включеному вимикачі, а також не допускає укочування візка при включеному заземлюючому роз'єднувачі або включення його в робочому положенні візка.

Крім КРУ внутрішньої установки використовуються КРУН – зовнішньої установки.

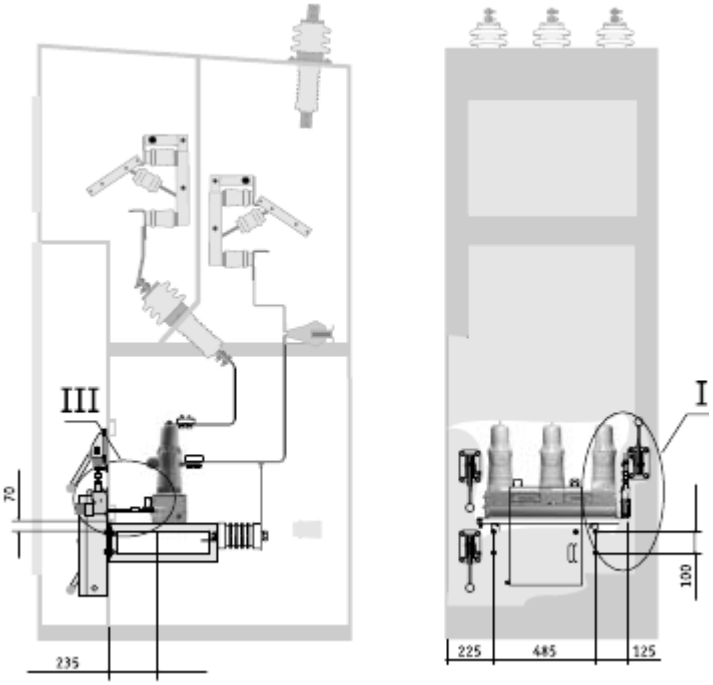


Рисунок 20.5 - КРУН типу КРН–III

21. ГОЛОВНІ СКЛАДОВІ ЧАСТИНИ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ (ТП) 6-10/0,4КВ

21.1. Загальні відомості

Трансформаторні підстанції повинні задовольняти наступним вимогам: забезпечувати необхідну надійність електропостачання споживачів та транзиту потужності через підстанцію; забезпечувати можливість проведення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань; враховувати перспективу розвитку мереж; забезпечувати поетапний розвиток розподільних пунктів без значної реконструкції та перерв в електропостачанні споживачів.

За способом приєднання до мережі високої напруги підстанції поділяються на тупікові, проміжні та вузлові (або опорні).

Тупикові – підстанції, що отримують живлення по одній або двом радіальним лініям від одного центру живлення.

Проміжні, які в свою чергу поділяються на 2 види:

а) відгалуджувальні, які приєднуються до однієї або двох ліній на відгалуженнях від них;

б) прохідні, які приєднуються шляхом заходу-виходу однієї лінії від одного центру живлення або двох ліній від двох центрів живлення.

Вузлові (опорні) – підстанції, що приєднуються до мережі, як правило, не менш ніж по трьом живильним лініям електропередач високої. Прохідні та вузлові підстанції, через шини яких здійснюються перетоки потужності, мають назву транзитні.

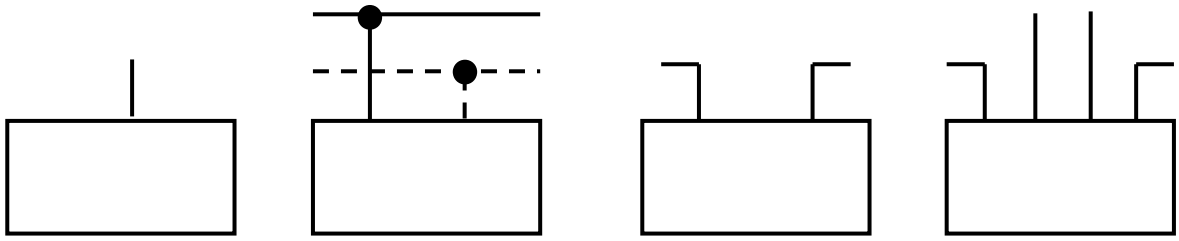


Рисунок 21.1 – Типи трансформаторних підстанцій.

Прохідні та вузлові підстанції, через шини яких здійснюється перетікання потужності – називають транзитними.

В системі сільського електропостачання, частіше за все, використовують тупикові, відгалужувальні та прохідні підстанції. Вузлові підстанції досить рідко використовуються в системі сільського електропостачання.

Головні складові частини ТП:

1) розподільна установка (РУ) з боку високої напруги;

2) один або два силових трансформатори;

3) РУ з боку низької напруги

До основного електрообладнання РУ з боку високої напруги ТП відносять: високовольтні

електричні апарати: вимикачі навантаження, вимикачі, роз’єднувачі, вимірювальні трансформатори струму та напруги, запобіжники, розрядники, та ін. Ці високовольтні електричні апарати за призначенням та конструктивним виконанням не відрізняються від тих, що використовуються в РП.

До основного електрообладнання РУ з боку низької напруги ТП відносять: низьковольтні
електричні апарати та вимірювальні прилади: рубильники, автоматичні вимикачі, перемикачі, магнітні пускачі, запобіжники, розрядники, трансформатори струму та напруги, лічильники тощо.

Класифікацію підстанцій нормативними документами не встановлено. Виходячи з типів конфігурацій мереж, що застосовуються, можливих схем приєднання, класу напруги живильної мережі, місця знаходження, конструктивного виконання та інших ознак підстанції можна класифікувати наступним чином.

За функціональним призначенням розрізняють такі типи підстанцій:

- знижувальні підстанції (ТП), які отримують живлення від РТП або ЦРП, перетворюють енергію на знижену напругу та розподіляють її поміж групами споживачів. Сільські споживчі підстанції зазвичай будують для трансформації напруги з 10-6 кВ до 380 В. У багатьох випадках доцільним є застосування підстанцій з глибоким вводом 35/0,38 кВ (живлення на підвищеній напрузі), тобто обминаючи проміжну стадію трансформації.
- перетворюючі підстанції (ПП), які призначені для перетворення електричного струму за частотою і числом фаз (наприклад, змінного струму на постійний) головним чином за допомогою вентильних перетворювачів (вентильні та інверторні).

За конструктивним виконанням підстанції бувають:

- відкриті, обладнання яких встановлюється на відкритому повітрі. До них належать відкриті розподільчі пристрої (ВРП) та трансформаторні підстанції;
- закриті,що розміщуються у будовах різної конструкції
- комплектні.

До них належать:

а) трансформаторні підстанції і закрита розподільча установка (ЗКРУ) стаціонарного типу з виконанням монтажу обладнання на місці установки;

б) трансформаторні підстанції і ЗРП збірного типу, окремі вузли і деталі яких виконують на заводі-виробнику, але збирають у приміщенні установки.

в) комплектні трансформаторні підстанції (КТП).

За місцем розташування на території підприємства розділяють такі види підстанцій:

а) внутрішньоцехові, що розташовані всередині будівель виробничих цехів;

б) прибудовані до будівлі цеху або вбудовані у цех таким чином, що три, два або один бік підстанції розташовані з зовнішнього боку будівлі;

в) підстанції, що стоять окремо.

21.2.2. Збірні та стаціонарні трансформаторні підстанції з класом напруг 6-10/0,4кВ

Збірні трансформаторні підстанції являють собою споруду з металобетонних елементів, із яких три нижні створюють фундамент і основу, а з трьох верхніх споруджуються приміщення, де
розміщується обладнання РУ і трансформатори.

Стаціонарні трансформаторні підстанції є окремою спорудою з цегли, або спорудою, прибудованою чи вбудованою до/в споруди комунального або житлового призначення.

У міських районах використовуються переважно ТП, побудовані згідно з типовим проектам
єдиної серії.

На рисунку 21.2 наведено схему первинних комутацій збірної ТП -10 (6)/0,4 кВ.

Трансформаторі підстанції тупикового типу із одним трансформатором широко використовуються для електропостачання найменш відповідальних споживачів. Роз'єднувач Q*S1*, як правило, встановлюється на кінцевій опорі лінії 10 кВ, а запобіжники *FU1* – в шафі вводу КТП. Замість роз'єднувача Q*S1*, при певному обґрунтуванні, може застосовуватися вимикач навантаження.

Для забезпечення заданої надійності електропостачання споживачів можуть використовуватися двотрансформаторні ТП 10/0,4 кВ із можливістю ручного резервування та закриті двотрансформаторні підстанції 10/0,4 кВ із автоматичним введенням резерву.

Розподільний пристрій 10 кВ складається із роз'єднувача із заземлюючими ножами Q*SG1*, що встановлюється на кінцевій опорі ПЛ 10 кВ, вентильних розрядників або обмежувачів перенапруги *FV1…FV3* для захисту обладнання від атмосферної та комутаційної перенапруги зі сторони 10 кВ та запобіжників *FU1*, що забезпечують захист трансформатора від міжфазних коротких замикань. Запобіжники, через прохідні ізолятори з'єднані із виводами силового трансформатора.

Інша апаратура підстанції розміщується у РП 0,4 кВ. На вводі РП 0,4 кВ встановлюється рубильник Q*S2*, розрядники *FV2* для захисту обладнання від перенапруги на стороні 0,4 кВ, трансформатори струму *TA1…TA3*. Вмикання, вимикання та захист ліній 0,38 кВ, що відходять від підстанції від струмів к.з. та перевантаження здійснюється вимикачами Q*F1*…Q*F4* із комбінованими розчіплювачами.

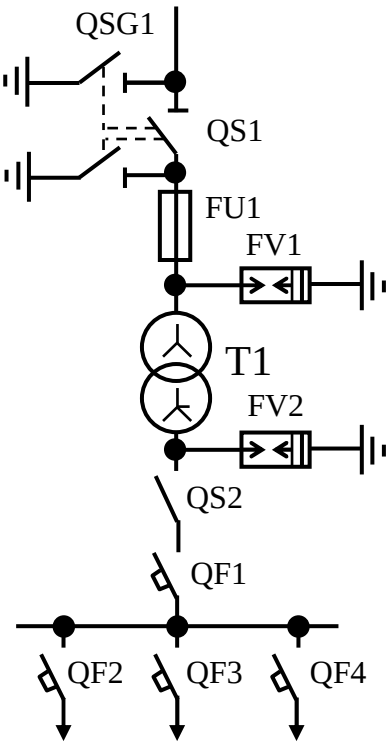


Рисунок 21.2 – Схема головних кіл ТП - 10(6)/0,4 кВ

21.3. Комплектні трансформаторні підстанції (КТП) з класом напруг 6-10/0,4кВ. Особливості виконання

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) це електрична установка, призначена для прийому, перетворення і розподілу електроенергії трифазного струму. Вона складається з одного або двох трансформаторів, пристрої вищої напруги УВН) з комутаційної апаратурою, комплектного РУ з боку нижчої напруги (РУНН) і служить для розподілу енергії між окремими електроприймачами або групами електроприймачів в цеху.

Умовне позначення комплектної трансформаторної підстанції

КТП - Х / 10 / 0,4-90-У1 розшифровується так:

К - комплектна, Т - трансформаторна, П - підстанція, Х потужність силового трансформатора (25, 40, 63, 100, 160), кВА, 10 клас напруги в кВ, 0,4 номінальна напруга на стороні НН, 90 рік розробки, У1 вид кліматичного виконання.

До складу комплектної трансформаторної КТП-250-2500/10/0,4-У3 підстанції входять:

1. Пристрій з боку високої напруги (ПВН) - шафа глухого введення ВВ-1 або шафа ШВВ-2У3 з вимикачем навантаження ВНП.

2. Силові трансформатори (один - для КТП, два - для 2КТП): масляні ТМФ-250, ТМФ-400-для КТП-250-400; масляні ТМЗ і сухі ТСЗГЛ для КТП-630, -1000, -1600, -2500.

3. Розподільний пристрій нижчої напруги РУНН-0,4 кВ, що складається з шаф вводу низької напруги, секційного шафи для двохтрансформаторної підстанції і шаф фідерних ліній.

Захист КТП від багатофазних коротких замикань ліній, що відходять здійснюється вимикачами з вбудованими електромагнітними і тепловими розчеплювачами.

При радіальному підключенні КТП кабельними лініями від розподільчого пункту 6-10 кВ за схемою блок лінія трансформатор допускається глухе приєднання до трансформатора.

Установка шафи пристрою ВН з відключаючою і заземлюючої апаратурою перед трансформатором КТП за магістральної схеми живлення є обов'язковим.

При потужності трансформаторів 1000, 1600 кВА до однієї магістралі слід приєднувати дві-три КТП, при меншій потужностях три-чотири.

КТП з трансформаторами потужністю 2500 кВА необхідно живити за радіальної схемою так як за магістральною схемою з двома трансформаторами важко виконати селективний захист на живильній лінії.

Внутрішньоцехові комплектні трансформаторні підстанції, як правило, розміщують на першому поверсі в основних і допоміжних приміщеннях виробництв.

При технічному обслуговуванні комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) основним обладнанням, за яким потрібно вести регулярне спостереження і догляд, є силові трансформатори та комутаційна апаратура розподільних щитів.

На схемі прийняті позначення: BW - лічильник, FV1…. FV6 - розрядники, Т - силовий трансформатор, S - рубильник, F1…F3 - запобіжники, ТА1…ТА3 - трансформатори струму, SF1… SF3 - автоматичні вимикачі.

Завод виробник несе відповідальність за роботу КТП протягом 12 місяців з дня введення їх в експлуатацію, але не більше 24 місяців з дня відвантаження за умови дотримання правил зберігання, транспортування та обслуговування.

Струми навантажень при нормальній експлуатації не повинні перевищувати значень, зазначених у заводських інструкціях.

У підстанціях з двома резервуючими один одного трансформаторами, експлуатаційне навантаження не повинно перевищувати 80% номінального.

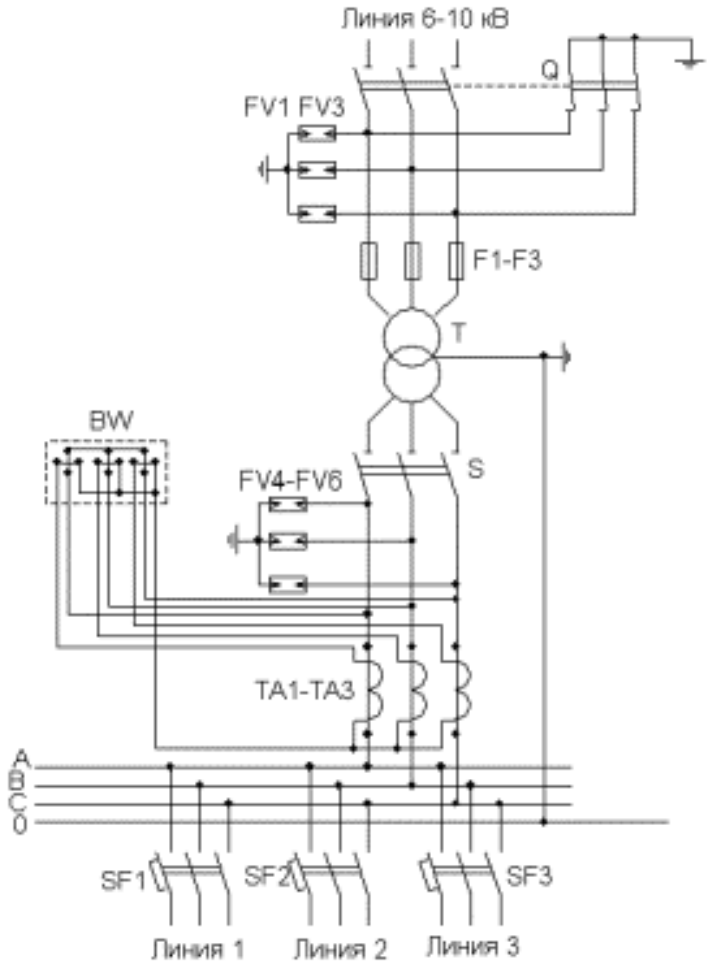


Рисунок 21.3 - Принципова електрична схема комплектної трансформаторної підстанції (КТП)

При аварійному режимі допускається перевантаження ліній, що відходять від розподільних щитів, КТП, при захисті їх автоматами з комбінованими розчеплювачами.

Умови експлуатації комплектних трансформаторних підстанцій:

висота установки трансформатора над рівнем моря не більше 1000 м;

температура навколишнього повітря від -40 до 40^0 С;

відсутність трясіння, вібрації, ударів;

довкілля невибухонебезпечне, хімічно неактивне.

Підстанції трансформаторні комплектні тупикові КТПт та прохідні КТПп потужністю 25-630 кВА, напругою ВН 6 або 10 кВ, напругою НН 0,4 кВ, призначені для приймання, перетворення, розподілу електроенергії трифазного змінного струму, частотою 50 Гц, в мережах з глухозаземленою нейтраллю трансформатора з боку низької напруги.

КТПт та КТПп використовуються для електропостачання сільськогосподарських споживачів, окремих населених пунктів та невеликих промислових об’єктів в районах з помірним кліматом. КТПт та КТПп встановлюються на бетонну площадку не менше 400 мм.

Трансформаторна підстанція КТПт та КТПп включає в себе наступні складові частини:

1. Металевий каркас (кіоск). Каркас КТП – несівний, витримує жорсткі механічні впливи та відноситься до групи виконання М1 за ГОСТ 17516.1.

2. Пристрій з боку високої напруги (ПВН), на вводі якого передбачена можливість встановлення розрядників 6 – 10 кВ типу РВО або ОПН (комплектуються згідно замовлення).
3. Силовий трансформатор (масляний або сухий), який відповідає ГОСТу та ТУ.
4. Розподільчий пристрій з боку низької напруги (РПНН), який комплектується автоматичними вимикачами вітчизняного або закордонного виробництва, за бажанням замовника.

Підстанція з повітряним вводом під'єднується до мережі через роз'єднувач РЛН-Дз-10-400, який постачається згідно замовлення та встановлюється на кінцевій опорі ЛЕП.

21.4. Електрообладнання РУ ТП 6-10/0,4кВ з боку високої напруги

Розподільне устаткування високої напруги ТП складається із комірок (камер), в яких встановлено комутаційно-захисне електрообладнання.

Комірка збірна одностороннього обслуговування (КЗО) серії КВ-2009.

Камери збірні одностороннього обслуговування серії КВ-2009 внутрішньої установки і шинні мости до них призначені для комплектування розподільчих пристроїв трифазного змінного струму частотою 50 Гц, напругою 10 (6) кВ систем з ізольованою нейтраллю.

Область застосування в розподільчих пристроях у складі трансформаторних підстанцій (комплектних і контейнерних) і в електроустановках промислових підприємств, метрополітенів і залізних доріг; в трансформаторних підстанціях розподільних мереж.

Умови встановлення та експлуатації КЗО серії КВ-2009 за кліматичним виконанням та умовам експлуатації відповідають категорії У3 за ДСТУ 15150-69, при цьому, висота розміщення розподільного пристрою над рівнем моря не більше 1000 м. Навколишнє середовище вибухобезпечне не містить вибухонебезпечного пилу, агресивних газів хімічних виробництв в концентрації, яка руйнує метали та ізоляцію. Камери встановлюються всередині неопалюваних приміщень промислового призначення і працюють в тривалому режимі при періодичному обслуговуванні.

Особливості конструкції КЗО серії КВ-2009 – розподільчий пристрій на напругу 10 (6) кВ внутрішньої установки з комбінованою ізоляцією, одностороннього обслуговування в металевій оболонці з відсіками введення-виведення, високовольтного електрообладнання і збірних шин. Шафа має зварену конструкцію і складається з опорного пояса, вертикальних і горизонтальних рам, бічних і задніх стінок, які складають каркас шафи. В залежності від схеми головних з'єднань шафи можуть мати або не мати фасадні двері. Залежно від призначення та виду комплектуючої апаратури, шафи КВ-2009 можуть бути з викатним елементом або без нього.

В середині камери розташована апаратура головних кіл:

- роз'єднувач РВЗ з заземлюючими ножами;
- вакуумний вимикач з електромагнітним приводом;
- комплект захисту (захист від: максимальних струмів, перевантажень, струмів відсічення, замикань на землю; контроль напруги, АВР. Або спрощений варіант – тільки захист від максимальних струмів);
- трансформатори струму і напруги;
- трансформатори власних потреб;
- вимірювальні прилади і лічильники обліку електроенергії;
- реле автоматики і мікропроцесорні блоки;
- інші пристрої в залежності від схем і опитувальних листів.

Комірки КВ-2009 передбачають установку вакуумних вимикачів ВВ / TEL і при дворядній установці камери комплектуються шинними мостами з роз'єднувачами (ШМР) або без них (ШМ). Приводи роз'єднувачів шинних мостів встановлюються на торцевих

панелях. Відстань між фасадами камер: 2000 мм (ШМР-1, ШМ-1), 2500 мм (ШМР-2, ШМ-2), 3000 мм (ШМР-3, ШМ-3).

Мінімальні габарити камери КВ-2009 (800х800 мм з підстави, в тому числі і для схем з вакуумними вимикачами) дозволяють мінімізувати площу високовольтного розподільчого в ТП, що дає можливість економії коштів, витрачених на будівельні роботи. Винесений в окремий відсік блок релейного захисту забезпечує підвищену ремонтопридатність і безпеку експлуатації виробу. Установка індикаторів високої напруги (за окремим замовленням) дає можливість безпечно отримати інформацію про наявність напруги на кабельних підключеннях.

Для закриття торця крайньої камери використовується торцева панель. При виконанні робіт на кабелі використовуються інвентарні перегородки, завдяки яким запобігається доступ до збірних шин.

21.5. Електрообладнання РУ ТП 6-10/0,4кВ з боку низької напруги

Розподільне устаткування низької напруги ТП складається із комірок (шаф), в яких встановлено комутаційно-захисне електрообладнання.

Шафи призначені для установки на промислових об'єктах і в трансформаторних підстанціях, виготовляються однобічного обслуговування в оболонках підлогового каркасного і навісного безкаркасного виконань.

Панелі щитів розподільчих серії ЩО70 і ЩО90 призначені для прийому і розподілу електричної енергії напругою до 660В змінного струму частоти 50 Гц і захисту фідерних ліній від перевантажень і коротких замикань в мережах з глухозаземленою нейтраллю.

Структура умовного позначення ЩО 70:

1	2	3	4	5
ЩО	70	Х	ХХ	УЗ

1 - Щит одностороннього обслуговування;
2 - Номер серії;
3 - Порядковий номер;
4 - Номер схеми;
5 - Кліматичне виконання за ДСТУ 15150-69.

Структура умовного позначення ЩО 90:

1	2	3	4	5	6
ЩО	90	Х	Х	ХХ	УЗ

1 - Щит одностороннього обслуговування;
2 - Номер серії;
3 - Виконання за ступенем захисту оболонки:
  1 - відкрите (IP00);
  2 - закрите (IP20).
4 - Призначення підгрупи:
  1 - ввідна;
  2 - ввідно-розподільча;
  3 - розподільча;
  4 - секційна;
  5 - допоміжна.
5 - Номер схеми в підгрупі;
6 - Кліматичне виконання за ДСТУ 15150-69.

Номінальна напруга змінного струму - 660/380В.
Частота - 50 Гц.
Номінальний струм до 2000 А.
Ступінь захисту шаф: при відкритих дверях: IP00, при закритих дверях: IP21.

Струм термічної стійкості збірних шин шафи не менше 40 кА.
Струм динамічної стійкості збірних шин шафи 20, 40 кА.
Панелі щитів розподільчих серії ЩО призначені для роботи в наступних умовах:
- по впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища в макрокліматичних районах з
помірним кліматом в закритому приміщенні з природною або штучною вентиляцією, а також
в приміщенні з підвищеною вологістю;
- висота над рівнем моря не більше 2000 м, при висоті більше 1000 м номінальний робочий струмшафи повинен бути знижений на 10%. Робоче положення шафи в просторі – вертикальне з допустимим відхиленням від нього в будь-яку сторону на 5°.

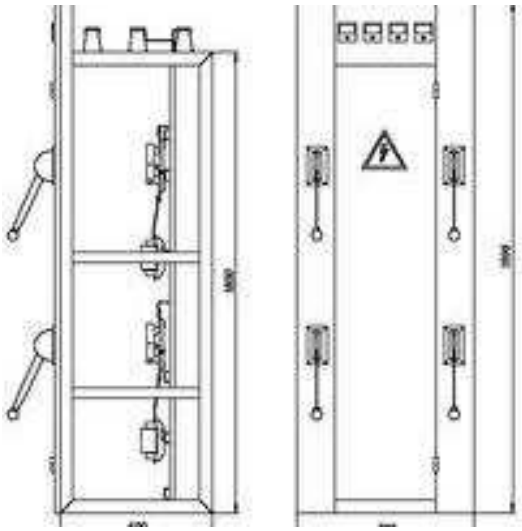


Рисунок 21.4 - Габаритні розміри шаф ЩО-90

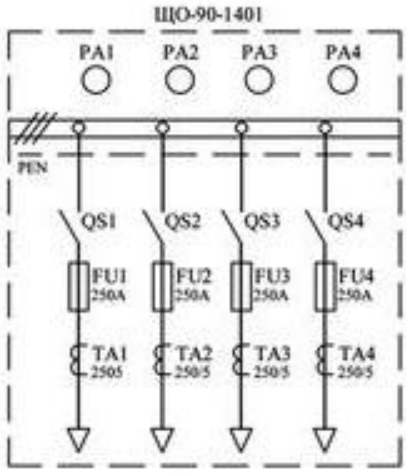


Рисунок 21.5 - Електрична однолінійна схема лінійної шафи ЩО-90

22. ТЯГОВІ ПІДСТАНЦІЇ ЕЛЕКТРОТРАНСПОРТУ. СТРУКТУРА ТА КЛАСИФІКАЦІЯ. КОНСТРУКТИВНІ ВУЗЛИ ТА ТИПИ ТЯГОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

22.1. Загальні відомості

Тягові підстанції міського електротранспорту служать для перетворення трифазного змінного струму напругою 6 або 10 кВ в постійний струм (напругою в залежності від виду електричного транспорту).

Напруга постійного струму для міського електротранспорту прийнята: на струмоприймачі трамвая і тролейбуса - 550 В, на шинах тягових підстанцій 600В, на струмоприймачі рухомого складу метрополітену - 750 В, на шинах тягових підстанцій - 825 В.

Живлення ТП електроенергією проводять повітряними або кабельними лініями напругою 6 або 10 кВ. Від енергосистеми струм поступає в розподільний пристрій вищої напруги підстанції.

Розподільний пристрій служить для прийому і розподілу електроенергії. Він складається із збірних шин, оперативних і захисних апаратів, вимірювальних приладів і допоміжних апаратів. До розподільного пристрою приєднані перетворювальні агрегати і трансформатори власних потреб.

Перетворювальні агрегати складаються з перетворювальних трансформаторів і випрямлячів.

Електроенергія випрямленого струму через розподільний пристрій постійного струму, по позитивні і негативні лінії поступає до тягової мережі.

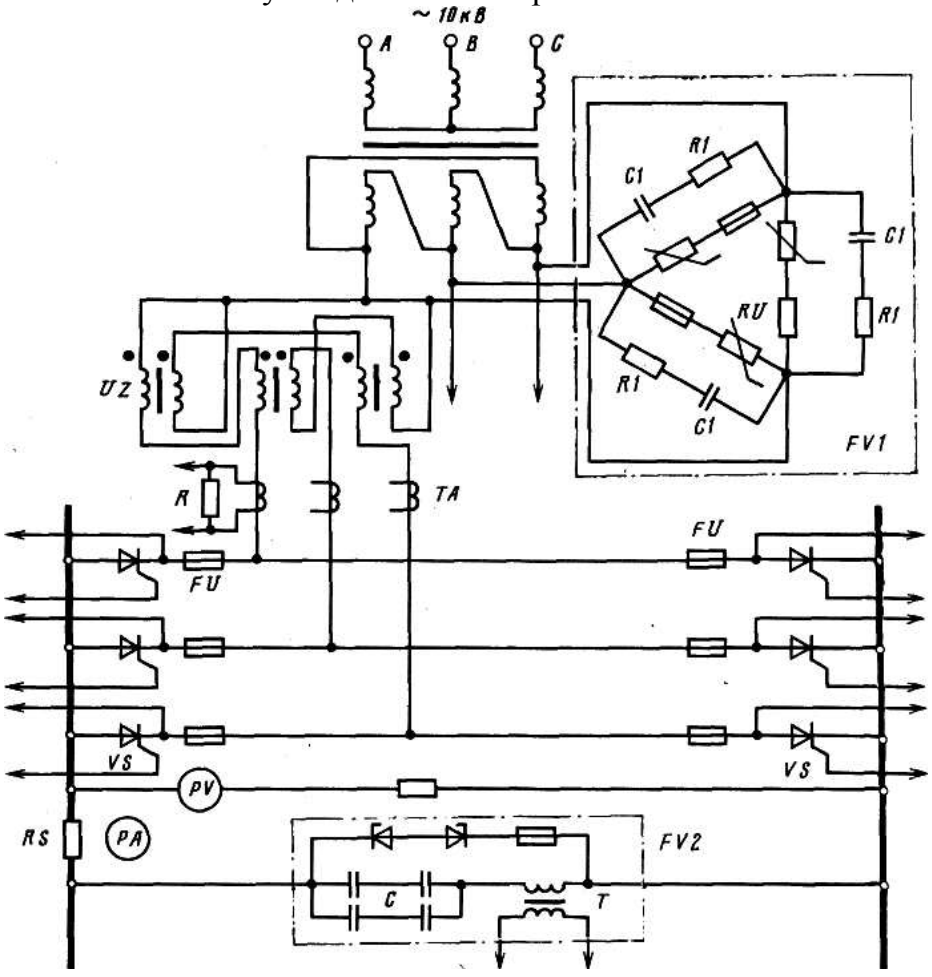


Рис. 22.1 – Структурна схема одноагрегатної тягової підстанції з тиристорним керуванням

За призначенням підстанції бувають: трамвайні, тролейбусні, трамвайно-тролейбусні, метрополітену та залізниці.

За типом перетворювачів — підстанції з некерованими випрямлячами із застосуванням кремнієвих силових вентилів (діодів) і з керованими випрямлячами на тиристорах.

За способом резервування — з резервними агрегатами (багатоагрегатні підстанції) або з резервом по потужності (одноагрегатні підстанції).

За способом керування— підстанції ручного керування, де автоматизовані в основному лише захист обладнання від порушення нормального режиму роботи зосередженого або централізованого живлення, оскільки вони живлять відносно великий район тягової мережі.

Резервування устаткування тягових підстанцій ручного управління проводять поагрегатно. Підстанції автоматичні, що працюють без персоналу («на замку»); підстанції напівавтоматичні, на яких додатково автоматизовані деякі відповідальні і трудомісткі процеси керування і контролю основних технологічних операцій; автотелекеровані підстанції, якими додатково управляють і контролюють з диспетчерського пункту.

За принципом внутрішнього електропостачання підстанції можуть бути одно агрегатними (що здійснюють децентралізоване електропостачання) і багатоагрегатними (при централізованому електропостачанні). На одноагрегатних підстанціях резервування здійснюється тим, що у випадку виходу їх з ладу тягове навантаження беруть суміжні підстанції. На багатоагрегатних підстанціях надійність роботи здійснюється застосуванням резервних агрегатів та інших резервних пристроїв.

Одноагрегатні підстанції розташовують в безпосередній близькості до контактної мережі і мають по два коротких позитивних і два негативні кабелі 600 В.

За конструктивним виконанням підстанції ділять на стаціонарні й пересувні. Стаціонарні підстанції в свою чергу підрозділяють на закриті і напіввідкриті (частина обладнання, трансформатори — встановлюють зовні будівлі), одноповерхові і багатоповерхові, наземні і підземні, окремо стоять або вбудовані в споруди іншого призначення. Найбільшого поширення в проектній і будівельній практиці набули наземні підстанції.

Для централізованого електропостачання трамвайних і тролейбусних ліній їх будують трьох агрегатними.

22.2. Конструктивні вузли і типи тягових підстанцій

Тягова підстанція є будівлею, що спеціально призначена для зручного й економічного розміщення в ній основного і допоміжного устаткування і кабелів.

Тягові підстанції повинні бути конструктивно виконані з урахуванням цілого ряду вимог, які можна згрупувати за декількома ознаками.

Перш за все, тягові підстанції повинні задовольняти вимогам Правил обладнання електроустановок, «Правил технічної експлуатації перетворюючих установок», «Правил техніки безпеки» і «Правил пожежної безпеки».

Тягові підстанції повинні задовольняти і таким загальним вимогам експлуатації, як надійність і безперебійність роботи, економічність і зручність експлуатації, а також вимогам загальної санітарії.

При будівництві нових тягових підстанцій, як і всіх інших споруд, повинна враховуватися економічна доцільність величини первинних витрат і поточних експлуатаційних витрат.

Тягові підстанції, які обладнані кремнієвими випрямлячами, набагато простіші, оскільки відпала необхідність в складних і дорогих санітарно- технічних пристроях. Простота керування і висока надійність кремнієвих випрямлячів сприяла тому, що системи

електропостачання з одно агрегатними підстанціями набули широкого поширення на вилетних і нерозгалужених лініях. До наголошених вище достоїнств системи електропостачання з одноагрегатними підстанціями, слід віднести вищу надійність роботи, можливість створення комплексної автоматики, що дозволяє перевести підстанції на режим автоуправління без телемеханічних пристроїв. Це особливо важливо в умовах гострого дефіциту телефонних дротів зв'язку. Слід також наголосити на вельми цінній експлуатаційній перевазі одно агрегатних підстанцій, яка полягає в тому, що всі огляди і ремонти устаткування на підстанціях можуть проводитись в денний час з повним зняттям напруги.

Необхідно відзначити, що при складній конфігурації тягової мережі, наявності великого числа перехресть і великих транспортних вузлів, питання вибору типу підстанції, типів і числа агрегатів, виду первинного живлення можуть бути правильно вирішені тільки в результаті техніко-економічного порівняння варіантів системи електропостачання, які заздалегідь розробляються з урахуванням конкретної конфігурації транспортної мережі.

Типи тягових підстанцій. У даний час в експлуатації знаходиться велика кількість різноманітних типів тягових підстанцій. Нижче розглянуті лише найхарактерніші з них.

У сучасній одноагрегатній тяговій підстанції все устаткування розміщене в одному загальному приміщенні і лише силовий трансформатор винесений в окрему камеру.

Розподільний пристрій 10 кВ дозволяє приєднувати підстанцію до енергосистеми за схемою «лінія - шина» або за радіальною схемою.

Підстанція не має резервного устаткування і за необхідності повністю розвантажується по контактній мережі.

Розподільчий пристрій 600 В складається з двох лінійних вимикачів і одного секційного.

При роботі підстанції в режимі автокерування без телемеханіки зовні біля входу передбачається закритий щиток керування основними комутаційними апаратами. За необхідності виконання робіт на контактній мережі із зняттям напруги, бригада служби контактної мережі спеціальним ключем відкриває щиток і вимикає підстанцію.

Проведені дослідження і практика експлуатації показали, що застосування двоагрегатної підстанції доцільне, як правило, лише в системі децентралізованого електропостачання спільно з одноагрегатними підстанціями. Тому двоагрегатна тягова підстанція є по схемі первинної комутації двома одноагрегатними підстанціями. Вона призначена для живлення двох пересічних або рядом їдучих маршрутів трамвая або тролейбуса. Кожний агрегат підстанції повністю розвантажується сусідніми підстанціями з контактної мережі, а при необхідності - його навантаження може бути прийняте також другим агрегатом.

Багатоагрегатна підстанція істотно відрізняється від одноатрегатної як схемою первинної комутації, так і конструктивним виконанням. Призначена для електропостачання крупних транспортних вузлів і магістралей, вона має розвинений розподільчий пристрій 600 В, що складається з декількох лінійних і одного запасного вимикачів. Конструкція РУ-6 або 10 кВ передбачає приєднання не менше двох вводів від живильних центрів. На першому поверсі розміщуються розподільні пристрої, трансформаторні камери і негативна шина, на другому — випрямлячі, щити управління ними і щити власних потреб.

Конструкція підстанції дозволяє при проектуванні легко міняти кількість агрегатів залежно від необхідної потужності шляхом зміни довжини будівлі.

Двоповерхова будівля зручніша для багатоагрегатних підстанцій, оскільки скорочуються розміри підстанції в плані, що дуже важливе при розміщенні її в обмежених міських умовах. Крім того, скорочуються кабельні комунікації, які мають підстанції. Це дозволяє також виконати трансформаторні камери високими для забезпечення можливості

ремонту трансформатора. Недоліком двоповерхових будівель є необхідність спорудження сходової клітки.

Будівлі сучасних автотелекерованних підстанцій, як правило, споруджуються без вікон, що полегшує їх обслуговування. Вікно необхідне лише в службовому приміщенні, що передбачається тільки на багатоагрегатній підстанції.

На сучасних підстанціях санвузол споруджують в тих випадках, коли його приєднання до міської мережі не вимагає великих витрат.

На відміну від розглянутих підстанцій закритого типу, де все устаткування встановлюють усередині будівлі, на напіввідкритих підстанціях головні трансформатори встановлюють зовні. Така установка трансформаторів дозволяє помітно скоротити будівельний об'єм будівлі підстанції і, відповідно, скоротити витрати на будівництво. Проте цей спосіб установки трансформаторів має ряд істотних недоліків: установка трансформаторів біля будівлі з відкритими струмоведучими частинами в міських умовах з міркуваннь безпеки недопустима (трансформатор необхідно захищати як парканом, так і сіткою або іншою конструкцією зверху); в умовах великого міста підстанції повинні задовольняти архітектурним вимогам.

Підстанції напіввідкритого типу як малоестетичні розміщують далеко від магістралей, що призводить до збільшення довжини кабелів і зростання втрат електроенергії в експлуатації; обслуговування устаткування, яке розміщене зовні будівлі, складніше.

Пересувні підстанції одержали застосування також для покращення живлення окремих ділянок у зв'язку із збільшеними об'ємами руху.

Доцільнішим є виготовлення тимчасових збірно-комплектних підстанцій. В своїй більшості збірно-комплектна підстанція дешевша пересувної і зручніша в експлуатації, оскільки компоновка її від схеми телевимірювання напруги схема випрямного, перетворювача струму ВПТ-1 відрізняється лише відсутністю насичуючого дроселя і наявністю неонової лампи НЛ, яка служить для зняття піків напруги вище 100 В, що виникають в лінії при коротких замиканнях.

22.3. Перетворювальний пристрій ТП

На тягових підстанціях встановлюють напівпровідникові кремнієві випрямлячі, що становлять разом з силовим трансформатором перетворювальний агрегат. Промисловість випускає випрямлячі БВКЛЕ-1000/600Н і ВАКЛЕ-2000/600Н. Останній складається з двох випрямлячів БВКЛЕ-1000/600Н. Для вказаних випрямлячів застосовуються силові перетворювальні трансформатори ТМПУ-1000 і ТМПУ-2000.

Випрямляч БВКЛЕ-1000/600Н випускають на номінальну випрямлену напругу 600 В при номінальному випрямленому струмі 1000 А. Він комплектується з трансформатором ТМПУ-1000 номінальною потужністю 685кВА. Випрямляч ВАКЛЕ-2000/600Н при тій напрузі має номінальний струм 2000А і комплектується з трансформатором ТМПУ-2000 потужністю 1385 кВА.

Випрямлячі мають природну вентиляцію. Випрямний блок на 1000А складається з шести вентильних плечей. Кожне вентильне плече має два паралельні кола лавинних (зворотних) вентилів ВЛ200. У могутніх випрямлячах часто застосовують змішане з'єднання вентилів у плечах.

На даний час закрите акціонерне товариство “Pluton» випускає випрямлячі серії В-ТПЕД з сухим силовим трансформатором технології «RESIBLOC» .

Перетворювальні секції (ПС) серії В-ТПЕД побудовані на силових діодах-таблетках 1600...2500 А .

Охолоджування ПС – повітряне, природне. Силова частина ПС виконана із застосуванням технології не обслуговуючих контактних з'єднань. Для цього використані

спеціальні компенсуючі пристрої, які стабілізують стиск на контактних з'єднаннях, незалежно від температури і теплових добових і сезонних коливань. При збірці перетворювальних секцій кожне болтове контактне з'єднання обжимається за допомогою моментного ключа певним встановленим зусиллям відповідно до стандартів, і вказане зусилля зберігається впродовж усього терміну експлуатації. Завдяки цьому при експлуатації немає необхідності в контролі, періодичній підтяжці, зачистці контактних з'єднань. Стабілізація контактного з'єднання підвищує пожежобезпечність ПС і підстанції в цілому.

Розподіл струму по паралельних вітках - примусовий, здійснюється за допомогою ефективних індуктивних дільників, що забезпечують ділення струмів між паралельними вітками з похибкою не більше 5%. Таким чином, в процесі експлуатації перетворювачів, у разі заміни силового діода -немає необхідності в підборі діодів по прямому і зворотному падінню напруги.

Рівномірність розподілу струму зберігається також в процесі експлуатації при природному погіршенні параметрів силових діодів. Це важливий критерій надійності і відсутності необхідності періодичного контролю устаткування в процесі експлуатації.

У випрямлячі реалізовано захист силових напівпровідникових приладів від внутрішніх і зовнішніх комутаційних перенапружень. Від внутрішніх комутаційних перенапружень діоди захищені RC - колами, від зовнішніх – комбінований RC - колами і варисторами.

22.4. Перетворювальні трансформатори

В якості перетворювального трансформатора ЗАТ «Плутон» поставляє сучасні сухі трансформатори, які виготовляє за технологією RESIBLOC (компанія ABB) або за технологією NOMEX (вітчизняне виробництво), потужністю від 1000 кВА до 40000 кВА з різними поєднаннями напруги ВН і НН (до 45 кВ).

Трансформатор з'єднується з перетворювальною секцією шинним мостом, що поставляється в комплекті.

Трансформатори мають оригінальну конструкцію первинної і вторинної обмоток, що виконуються з мідного проводу і алюмінієвої фольги. Бандажуються обмотки скловолоконою ниткою, просоченою епоксидним компаундом. Завдяки оригінальній конструкції обмоток і технології нанесення компаунда, трансформатори RESIBLOC здатні витримувати максимальні коливання температурного розширення без пошкодження поверхні компаунда і без утворення мікротріщин. Це єдині сухі трансформатори, які здатні працювати при температурах мінус 60 °С.

Трансформатори працюють в умовах 100% вологості і в умовах конденсації водяної пари, а також в умовах хімічного забруднення.

Трансформатори можуть бути оснащені радіальними вентиляторами з низьким рівнем шумів. Система охолоджування дозволяє збільшити номінальну потужність трансформаторів аж до 40%.

Стійкість обмоток трансформатора до механічних навантажень складає (650 – 750) $Н/мм^2$, що на порядок вище, ніж у найближчого конкурента - трансформаторів, що виготовлені за технологією GEAFOL. Описаний параметр особливо важливий для перетворювальних трансформаторів, що працюють в режимі частих пускових струмів. У всіх компонентах трансформаторів відсутня токсичність. Всі матеріали негорючі і не підтримують процес горіння.

Ступінь захисту трансформаторів - 1Р00, 1Р21, 1Р23, 1Р54 відповідає сучасним міжнародним Державним стандартам.

Трансформатор RESIBLOC допускає перевантаження до тих пір, поки найбільш гаряча точка нагріву трансформатора не досягне +155 °С.

Трансформатори можуть поставлятися з електронним блоком контролю температури. Блок забезпечений двома уставками - на 140°С - сигнал тривоги, РТС на 155°С - виключення навантаження. Можлива також третя вставка - РТС 130°С - включення примусової вентиляції.

Завдяки описаним технологічним і конструктивним особливостям, трансформатори RESIBLOC вписуються в концепцію підстанції, що не вимагає обслуговування. У цих сухих трансформаторах (на відміну від трансформаторів з епоксидним компаундом) ізоляційний матеріал типу «NOMEX», що виготовляється фірмою «Дюпон» (Швейцарія), гігроскопічний, має високі електричні й механічні характеристики, є самозатухаючим, а в полум'ї не виділяє токсичних газів. Ці трансформатори відповідають нормам та потребам Міжнародної Електротехнічної Комісії.

Конструкція сухих трансформаторів має підвищену електродинамічну стійкість до дії радіальних і осьових зусиль при короткому замиканні. Схема обмоток і конструкція ізоляції забезпечує достатню міцність при діях грозових імпульсів.

Сухі трансформатори володіють високою стійкістю до дії вологи, до різких перепадів температури навколишнього середовища, можуть працювати в екстремальних умовах, мають підвищений клас нагріву (до 350 ^{o}C).

На ТП електричного транспорту переважно застосовують шестифазну схему випрямляння - дві зворотні зірки із зрівняльним реактором. Вентильні обмотки цієї схеми представляють дві трифазні зірки, повернені одна до одної на 180°. Нульові точки зірок з'єднані через зрівняльний реактор (ЗР), середня точка якого є негативним полюсом ланцюга випрямленого струму

Завдяки наявності зрівняльного реактора у будь-який момент часу напруга двох суміжних плечей вентилів а1-с2, с2-в3 і т.д. зрівнюється і стає рівною напівсумі напруги цих плечей (без ЗР).

22.5. Розподільний пристрій (+600 В) в ТП

Розподільчі пристрої (РУ + 600В) постійного струму призначені для прийому електричної енергії, яка поступає від перетворюючих агрегатів і розподілу її по лініях, що відходять від підстанції і живлять окремі ділянки контактної мережі.

Основним устаткуванням РУ є вимикачі постійного струму, які встановлюють на всіх приєднаннях позитивних живильних ліній і перетворюючих агрегатів, розмикачі і перемикачі з приводами, а також позитивні й негативні збірні шини.

Сучасні розподільні пристрої нового покоління серії «РУ-600В» призначені для роботи на тягових підстанціях в системі енергопостачання тягової мережі міського електричного транспорту.

Основні особливості:

-високий ступінь надійності;

-ступінь захисту (відповідно до ГОСТ 14254-96): 1Р54 - відсік керування, 1Р43- решта відсіків (окрім днища);

-низька потреба в періодичному обслуговуванні і періодичних ремонтах;

-невеликі габаритні розміри, маса, матеріаломісткість і, як наслідок - економія простору приміщень підстанцій;

- забезпечена зручність оглядів і обслуговування за рахунок застосування елементу, викочування з вимикачем і лінійним розмикачем;

-наявність можливості моніторингу і самодіагностики устаткування, в результаті - зниження часу на обслуговування, пошук несправності, ремонтно-відновлювальні роботи;

-вбудована система моніторингу тягової мережі з набором електронного захисту тягової мережі;

- висока безпека експлуатації.

Розподільні пристрої серії РУ-600В задовольняють вимогам ПУЕ, ПТЕ, ПБЕ ЕП, ППБ, СНіП, а також технічним умовам.

Концептуальні рішення, які використані в серії РУ-600В виробництва ЗАТ «Плутон», засновані на мінімізації участі людини в процесах перемикання, збирання і розбирання схеми на підстанції. Дану концепцію реалізують за допомогою застосування малогабаритних, малопотужних сервоприводів для керування розмикачами, для викочування і закочування візка з вимикачем, а також за допомогою застосування електромагнітних блокувань, виконавчих механізмів, керованих промисловими контролерами.

Силова частина розподільчих пристроїв виконана із застосуванням технології не обслуговуючих контактних з'єднань. Використані спеціальні компенсуючі пристрої виробництва, які стабілізують стиск на контактних з'єднаннях, незалежно від температури та теплових добових і сезонних коливань. Завдяки цьому підчас експлуатації розподільчих пристроїв серії РУ-600В немає необхідності в контролі, періодичній підтяжці, зачистці контактних з'єднань. Температурна стабілізація контактного з'єднання підвищує пожежобезпечність розподільчих пристроїв і підстанції в цілому.

Секції серії РУ-600В складають з трьох основних відсіків: відсік з швидкодіючим вимикачем, відсік силових шин і кабелів, відсік автоматики і управління. Силові і низьковольтні кола розділені, що забезпечує безпеку обслуговування і експлуатації.

У відсіку швидкодіючого вимикача знаходиться візок, на котрий встановлений швидкодіючий вимикач, лінійний двополюсний розмикач, сервопривід елементу викочування, виконавчі механізми електромагнітних блокувань та інші.

Елемент викочування має три положення: робоче, контрольне і ремонтне. З робочого положення в контрольне, а також назад з контрольного в робоче, візок переміщується автоматично за допомогою електричного сервопривода. При цьому людина не прикладає ніяких зусиль при закочівання і викочуванні візка. У контрольне положення і назад в робоче візок переміщається тільки після того, як керуючий диспетчер дасть дозвіл на викочування візка, перевіривши всі блокування, які беруть участь в системі безпеки на підстанції (а не тільки в даній конкретній секції).

Описаний алгоритм означає, що людина тільки дає команду зібрати або розібрати схему натисненням на ту або іншу кнопку панелі керування. Все інше робить електроніка і механіка: перевіряє можливість здійснення поданої команди з міркування безпеки, за допомогою електричних сервоприводів керує розмикачами, швидкодіючим вимикачем, візком, механічними блокуваннями.

У разі неможливості виконання тієї або іншої команди система повідомляє про невиконання команди і про причину цього невиконання.

Стан комутуючих апаратів розподільчого пристрою зображується в кожен момент часу на панелі візуалізації і керування розподільчими пристроями серії РУ, відсік автоматики і керування.

Збірні шини звичайно виконують з плоских алюмінієвих смуг, що збираються в пакети. Вибір перетину шин проводиться лише за умови їх нагріву в робочому режимі, оскільки термічна і динамічна дія струму к.з. через використовувані перетини шин не викликає в них небезпечних нагрівів і деформацій.

22.6. Швидкодіючі автоматичні вимикачі РУ (+600 В)

На діючих ТП використовують швидкодіючі вимикачі типу ВАБ-2 (вимикач автоматичний швидкодіючий), АБ-2/4, ВАБ-28, ВАБ-20, ВАБ-36. На сьогодні широко застосовують вимикачі ВАБ-43 і ВАТ-43, конструкція яких є найдосконалішою. Вимикач ВАБ-43 призначений для захисту перетворювачів від струмів зворотного напряму, а вимикач ВАТ-43 – для захисту живильних ліній від струмів к.з. і перевантаження. Особливістю цих вимикачів в порівнянні з попередніми є заміна утримуючої котушки постійним магнітом. В результаті вимикач не вимагає постійного живлення оперативним струмом і не відбувається його довільного відключення за короткочасного зникнення або посадки напруги на шинах при коротких замиканнях.

Лінійні вимикачі ВАТ-43-2000/10-Л (на відміну від катодних) мають шунти: індуктивний і магнітний. Магнітний шунт призначений для плавного регулювання струму вставки. Магнітний потік, створений постійним магнітом, ділять на дві частини: одна частина втягує по основному магнітному колі через якір, інша - через шунт. При зміні положення магнітного шунта змінюється струм вставки. Індуктивний шунт забезпечує отримання потрібного діапазону струму вставки.

Оскільки розмикачами включати і вимикати лінію не можна, навантаження з шин знижується відключенням вмикачів агрегатів. Перехід з однієї живильної лінії на іншу здійснюється на підстанції енергосистеми після відповідного узгодження телефоном з диспетчером.

Нині широко впроваджується нове покоління швидкодіючих вимикачів, так наприклад, швидкодіючий вимикач UR26-81 виробництва компанії Secheron (Швейцарія) - найсучасніший і ефективніший швидкодіючий комутуючий захисний апарат, призначений для роботи в ланцюгах постійного струму. Апарат має підвищений ресурс механічного зносу, високу вимикаючу здатність. Завдяки унікальній системі дугогасіння, апарат має мінімальні відстані наближення до заземлених частин та ізоляційних екранів.

Експлуатаційна характеристика вимикача UR26-81 значно перевершує характеристику вимикачів типу ВАТ-43, ВАБ-43.

Застосування швидкодіючих вимикачів UR26-81 дозволяє побудувати секцію з мінімальними габаритними розмірами: ширина 800мм, глибина -1200 мм, висота 2000 мм. Це істотне (більше ніж у 2,5 рази) зниження габаритних розмірів у порівнянні з існуючими на сьогодні розподільними пристроями попередніх поколінь.

Мінімізація габаритних розмірів устаткування створює передумови для економії корисної площі на тягових підстанціях і, як наслідок, економії грошових коштів на капітальне будівництво.

Унаслідок високої механічної і електричної надійності застосування вимикача UR26-81 веде до зниження затрат на його обслуговування.

Компанія Secheron випускає вимикачі UR26-81 на номінальні струми 2600А, 3600А, 4000А. Вимикач випускають в двох виконаннях за способом утримання головного контакту: з електричним і магнітним. Головний силовий контакт виконаний з твердого суцільно-металевого сплаву срібла. Контакт не підлягає механічному обслуговуванню (зачистці) після аварійних відключень і відключень за перевантаженням. Єдиним способом обслуговування головного контакту є періодичні огляди і промивка контактної поверхні дрантям, змоченим у розчиннику. Періодичність оглядів – 250 відключень з перевантаження. Механічний знос - 25000 циклів включень-відключень.

Система дугогасіння сприяє обмеженню наростання струму короткого замикання, а також обмежує рівень перенапруження, що виникає при відключенні швидкодіючого вимикача.

Біля вимикача UR26-81 немає дугогасильних контактів, присутні тільки головні контакти. Таке технічне рішення збільшує надійність вимикача, оскільки при

відключеннях особливо важких коротких замикань дугогасильні контакти схильні до вигоряння і підлягають заміні. Крім того, відсутність дугогасильних контактів сприяє скороченню часу відключення.

Вставку вимикача регулюють плавно. Одного разу відкалібрований на підприємстві - виробнику вимикач не вимагає вхідного контролю у замовника, контролю і періодичного калібрування в процесі експлуатації. При необхідності зміни вставки вимикача необхідно за допомогою спеціального гвинта встановити значення розподілів на шкалі вставок, відповідно до струму вставки. На цьому операція зміни вставки закінчена. Точність описаної настройки вставки складає ±10% завдяки тому, що характеристика зміни вставок в широкому діапазоні лінійна. При цьому немає необхідності в калібруванні вимикача.

Швидкодіючий вимикач встановлений на візку викочування.

Конструктивно вимикач блокується з лінійним розмикачем, який також встановлений на візку викочування. Таким чином, усі основні силові комутуючі елементи розташовані на візку викочування і можуть піддаватися з легкістю ремонту і огляду, коли візок знаходиться в ремонтному положенні.

Наявність елементу викочування вимагає жорсткі вимоги до точності виготовлення металоконструкції, точності роботи всіх механічних вузлів і блокування. З метою забезпечення виконання жорстких технічних вимог до механічних вузлів в розподільних пристроях виробництва ЗАТ «Плутон», використовують каркасні металоконструкції фірми RITTAL.

Використовування конструктивів RITTAL дає ще одну істотну перевагу. На високому технологічному рівні німецькі інженери виконують металоконструкції із ступенем захисту IP43 (силові відсіки розподільчих пристроїв), IP54 (відсік управління і автоматики), що робить розподільний пристрій захищеним від попадання пилу. Це (в свою чергу) приводить до зниження експлуатаційних витрат, підвищується надійність роботи розподільних пристроїв, оскільки відсутність пилу знижує ймовірність електричного перекриття на ізоляційних поверхнях у високовольтних відсіках, знижує вірогідність виникнення пожежі.

Переваги швидкодіючих вимикачів постійного струму «Secheron»

* Механічна простота.
* Автоматична настройка притиснення контакту.
* Тривалий термін служби: приклад - заміна контакту на вимикачі виконується через 3000 відключень струмів к.з.
* Ізоляційний матеріал, що самоочищається під дією дуги.
* Вставка на відключення регулюється плавно.
* Всі ізоляційні матеріали відповідають жорстким Європейським екологічним вимогам.
* Немає дугогасильного контакту, що робить час на відключення мінімальним.
* Струм при відключенні вимикача при к.з. не встигає досягти великих значень.
* Тривалий час не потрібні мастило, регулювання, технічне обслуговування.
* Невелика маса вимикачів.

Швидкодійний вимикач (БВ) SSM 3 служить для швидкого включення, перевірки і контролю за струмом живлення і витоку в розподільних пристроях постійного струму для використання на залізниці.

Системні ознаки:

• вакуумний силовий вимикач постійного струму за принципом електронного гасіння потужності;
• незначне динамічне навантаження пристрою під час відключення < 2 мс;
• облік струму к.з. в 50 Гц за величин відключення до 12 кА;
• відключення залежно від швидкості наростання струму;
• обмеження струму к.з. на 20 кА;

• інтегрований двополярний роз’єднувач для гальванічної розв'язки пристрою;

• висока готовність і незначні витрати життєвого циклу через безперебійні відключення;

• незначний об'єм монтажу через відсутність продувального приміщення (немає відкритої комутаційної дуги);

• перевірка відстаней через вбудований зразковий резистор з послідовною видачею випробувального струму;

• послідовний інтерфейс для зміни параметрів і індикацій;

• величини відключення струму в цифровому вигляді покроково в 100 А регульовані на місці або через телекерування;

• самодіагностика, повторна перевірка внутрішніх і зовнішніх функцій для оберігання процесів відключення;

• послідовний відновлюваний накопичувач виміряних значень і подій.

22.7. Розмикачі РУ (+600 В). АПВ

Розмикачі РУ постійного струму застосовують однополюсні і двополюсні та вибирають лише за тривало допустимим навантаженням. Різновидом розмикачів в тих РУ, які розглядають перемикачі, за допомогою яких здійснюють перемикання позитивної живильної лінії з головною збірною шиною через лінійний вимикач на запасну шину через запасний вимикач.

В останніх модифікаціях ЕП встановлюють розмикачі серії EST/EDT, які служать для розмикання електричних частин пристроїв і спеціально призначені для застосування в розподільчих пристроях постійного струму. Конструктивно вони відрізняються однополюсною установкою в системі шин (EST) і, відповідно, двополюсною установкою у фіксованій частині секцій камери розподільчих пристроїв як зв'язок між системою збірних шин і візком (EDT). Шинні розмикачі виготовляють на струм навантаження 1000А, 2500А і 4000А. Розмикачі, які пройшли типові випробування і відповідають стандарту EN 50123-3, можуть застосовуватися в секціях РУ.

Основною характеристикою даного розмикача є окремі підпружинні контактні пальці, які з обох боків переміщаються до контактної шини (контактний елемент, збірна шина) і після притискання до контактної шини в напрямі очищення здійснюють очищення контактів. Унаслідок окремого розташування контактних пальців допускається кутовий зсув і зсув по висоті. Оскільки для окремих пальців потрібне відносно незначне зусилля стиснення, приводна потужність електродвигуна незначна (близько 18 Вт). Це дозволяє працювати з низькою напругою приводу - до 24В.

Серія EDT – це двополюсний розмикач. Він спеціально розроблений як виїзний розмикач для візка розподільчого пристрою. Перемикання розмикачів і перемикачів в РУ постійного струму проводять за допомогою дистанційно керованих приводів.

На підстанціях трамвая і тролейбуса найбільшого поширення набули магнітофугальні приводи, що засновані на принципі дії лінійного двигуна.

Схемами керування лінійними швидкодіючими вимикачами передбачається автоматичне повторне включення (АПВ) вимикача після його відключення від надструмів, тобто струмів к.з. або струму перевантаження. При відключенні від перевантаження АПВ лінійного швидкодіючого вимикача слід здійснювати лише після усунення на лінії виниклої несправності.

Розпізнавання стану лінії проводить спеціальний пристрій-випробувач короткого замикання. За наявності короткого замикання в лінії цей пристрій дає заборону на роботу АПВ.

22.8. Захист перетворювальних агрегатів від перенапруг

При відключенні струмів к.з. на випрямленому струмі швидкодіючим вимикачем виникають комутаційні перенапруги. Усунення перенапруг на випрямленому струмі може бути здійснене за допомогою конденсатора або розрядників. В якості розрядників для усунення перенапруг застосовують лавинні вентилі, що включаються назустріч полярності випрямляча між його полюсами.

Розрядники з лавинних вентилів мають наступні переваги: вони не мають супроводжуючого струму; не створюють втрат електроенергії; швидкість дії їх дуже велика, внаслідок чого забезпечується надійний захист кремнієвих вентилів випрямляча.

Атмосферні перенапруги поступають до випрямляча через проводи контактної мережі і кабелі. Атмосферні перенапруги з негативною полярністю відносно землі викликають розрядні струми через вентилі випрямляча в прямому напрямі. Ці перенапруги для вентилів випрямляча не є небезпечні. Перенапруги з позитивною полярністю відносно землі викликають струми зворотного напряму через вентилі випрямляча. Захист від таких перенапруг може здійснюватися тими ж засобами, що і захист від комутаційних перенапруг на випрямленому струмі. В якості додаткових засобів захисту від атмосферних перенапруг встановлюють розрядники (звичайно на опорах контактної мережі). Є пристрій контролю стану кожного вентиля.

Захист від зовнішніх перенапруг – комбінований на базі RC кіл і варисторів. Застосування новітніх варисторів підвищеної 30% енергоємністю істотно підвищує ресурс роботи системи захисту від перенапруг, а також підвищує надійність самих випрямлячів. Система захисту від внутрішніх комутаційних перенапруг виконана на RC – колах.

23. МОНТАЖ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНОГО ОБЛАДНАННЯ ТП ТА ЇХ ЕЛЕМЕНТІВ

23.1. Встановлення комплектних трансформаторних підстанцій

На робоче місце КТП встановлюють на раніше підготовлені при виконанні будівельних робіт основи, закладні частини, опорні рами, вивірювання по рівню на проектній відмітці .

КТП повинна встановлюватися на фундаменті висотою не менш 0,4 м від планованого рівня землі й мати відстань від землі до необгороджених уведень ВН не менш 4,5м, а до виводів НН не менш 4 м. Вибір місця й способу установки підстанції повинні визначатися споживачем, виходячи з конкретних умов експлуатації, обговорених технічними умовами, з урахуванням можливості обслуговування з усіх боків. КТП установлюється на найпростішу бетонну площадку. Виконувати огородження КТП не обов'язково, крім місць можливого скопління людей. Відхилення закладних елементів не повинно перевищувати 1 мм на 1 м довжини і 5 мм на всю довжину елемента. Габаритні, настановні й приєднувальні розміри, а також схеми головних кіл і значення маси КТП наведені на рисунку 8.1. Несучі поверхні швелерів приєднують до контуру заземлення смугою із сталі 40х4 мм не менше чим у двох місцях. Навантаження та вивантаження блоків КТП виконують за допомогою підйомного крану.

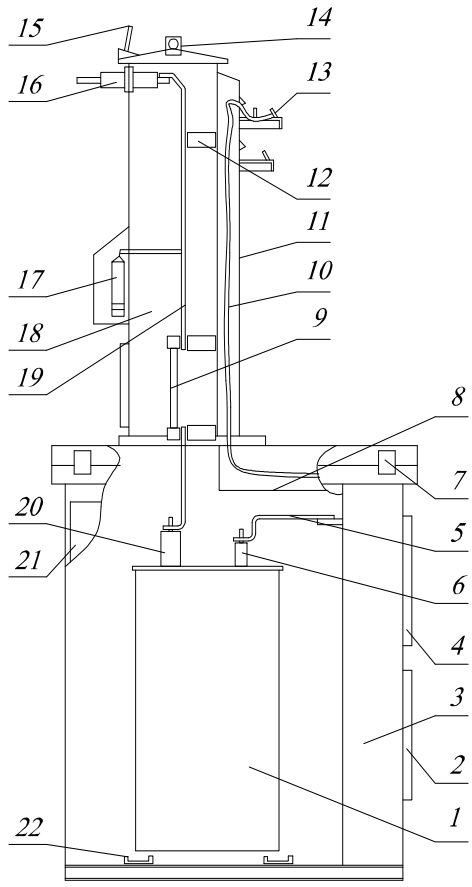


Рисунок 23.1 – Основні елементи трансформаторної підстанції

23.2. Встановлення силового трансформатора

Силовий трансформатор у шафі (поз.1 рисунок 8.2) переміщається на котках по напрямних швелерах (поз.22). Для виключення переміщення силового трансформатора при експлуатації КТП, на напрямних швелерах передбачена установка двох упорів, що фіксують положення діаметрально протилежних котків силового трансформатора.

На даху шафи передбачені пристрої (поз.7) для підйому (без силового трансформатора) як самої шафи, так і всієї КТП у транспортному положенні.

23.3. Монтаж низьковольтної та високовольтної шафи керування, монтаж прохідних ізоляторів, розрядників та обмежувачів перенапруг

Конструкція КТП із тупиковою схемою на стороні ВН. КТП складається із блоку ПВН і шафи РПНН, які встановлені на одній рамі й з'єднані між собою болтами . Блок ПВН складається із шафи силового трансформатора й струмопроводу.

Струмопровід встановлюється на даху шафи силового трансформатора. Шафа РПНН являє собою шафу з апаратамипідключення відхідних ліній.

Конструкція складових частин КТП виконана зі сталевих каркасів й обшивки, що забезпечують їхню механічну міцність, захист від дії кліматичних факторів

елементів електромонтажу й убудованих апаратів з обліком їхнього кліматичного виконання й категорії розміщення, а також вимоги по безпечному обслуговуванню й експлуатації.

При роботі КТП забезпечується прийом електроенергії високої напруги 10 кВ, перетворення її на 0,4 кВ і розподіл по лініях, що відходять. Крім ліній, що відходять, споживачів виробничого призначення в КТП передбачені лінії зовнішнього висвітлення й лінії нульового проведення.

Конструкція КТП забезпечує виконання виводів повітряних ліній, що відходять 0,4 кВ (до п'яти ліній) на номінальні струми до 250 А.

Блок ПВН КТП із тупиковою схемою на стороні ВН призначений для підключення силового трансформатора до ПЛ 10 кВ. Струмопровід блоку ПВН забезпечує задані відстані - 4,5м до необгороджених повітряних вводів ВН й 4,0 м до необгороджених повітряних виводів НН від землі при установці КТП.

Струмопровід (поз.18) складається з кожуха, прийомних пристроїв ПЛ і ліній, що відходять, НН. Прийомний пристрій ПЛ складається із трьох сталевих штирів (поз.15), приварених до даху кожуха під кутом, що забезпечує утримання проводів спуску ПЛ. На них встановлюються високовольтні ізолятори, які в комплект поставки не входять. Допустиме навантаження на кожен ізолятор від ваги проводів ПЛ, з урахуванням вітру й ожеледі становить не більше 245 Н (25 кгс).

Пристрій для підключення відходячих ліній НН складається із двох знімних траверс, до яких приварені сталеві штирі (поз.13) під кутом, що забезпечує утримання проводів ліній, що відходять. На штирі встановлюються штирьові низьковольтні ізолятори. Допустиме навантаження на кожен ізолятор від ваги проводів ліній, що відходять, з урахуванням вітру й ожеледі не повинно перевищувати 147 Н (15 кгс).

Головні кола ВН від проводів спуску ПЛ до силового трансформатора (поз.1) виконані в такий спосіб: від проводів спуску ПЛ до горизонтально встановлених прохідних ізоляторів (поз.16) - алюмінієвим проводом; від прохідних ізоляторів (поз.16) до верхніх виводів високовольтних запобіжників (поз.9) - алюмінієвими шинами (поз.19), встановленими на опорних ізоляторах (поз.12); нижніх виводів запобіжників до виводів ВН (поз.20) силового трансформатора (поз.1) - мідним дротом.

До алюмінієвих шин головних кіл ПВН підключені розрядники (поз.17), установлені в струмопроводі (поз.18).

Головні кола НН для приєднання ліній, що відходять, ПЛ до автоматичних вимикачів, установленим у КТП, виконані ізольованим проводом. Проводи автоматичних вимикачів і від нульового виводу силового трансформатора (поз.1) поза шафою РПНН (поз.3) прокладаються по задній стінці шафи РПНН, далі під дахом шафи силового трансформатора (поз.21) і далі по зовнішній стороні струмопроводу (поз.18) до штирьових низьковольтних ізоляторів.

Ділянки проводів (поз.10), прокладених під дахом шафи із силовим трансформатором (поз.21) і по зовнішній стороні струмопроводу (поз.18), закриваються знімними сталевими кожухами (поз.8,11). Відкриті ділянки проводів (від корпуса струмопроводу до місць закріплення проводів із проводами ліній ПЛ 0,4 кВ) додатково захищені від впливу сонячного випромінювання поліхлорвініловими трубками, що надягають на них.

У стінці струмопроводу (з боку прохідних ізоляторів уведення ВН) передбачені два прорізи. Проріз, що закривається знімним сталевим аркушем, використовують для обслуговування головних кіл ВН, що перебувають усередині струмопроводу. Другий проріз використовують для доступу до високовольтних запобіжників (поз.9) і закривається дверима із блокувальним пристроєм. Для спостереження за запобіжниками на цих дверях передбачене вікно із сіткою, що закривається поворотною кришкою.

На даху струмопроводу передбачені пластини (поз.14) для підйому його при виготовленні й монтажі.

Шафа силового трансформатора (поз.21) має два прорізи із протилежних боків, що закриваються дверима. Установка силового трансформатора виконується через правий проріз (якщо дивитися з боку шафи РУНН).

У лівій стінці шафи (якщо дивитися з боку шафи РУНН) для спостереження за рівнем масла в баці розширювача силового трансформатора передбачене оглядове вікно із сіткою, що закривається поворотною кришкою.

Для захисту ТП від перенапруги встановлюють вентильні розрядники та обмежувачі перенапруг.

Розрядники використовують для захисту ізоляції електрообладнання від комутаційних та атмосферних перенапруг. На ТП 10/0,4 кВ встановлюють вентильні розрядники типу РВО. Перед виконанням монтажу усі елементи розрядників оглядають. Вони не повинні мати тріщин, сколів та раковин. При легкому струсі на кут до 30° від вертикалі не повинно бути шуму всередині або дзвону. Розрядники встановлюють у зібраному вигляді. Розрядник кріплять за допомогою двох болтів і вивіряють по рівню.

Провід фази приєднують до пластини, яка має електричний контакт з багаторазовим іскровим проміжком. Заземлюючий провідник приєднують безпосередньо або через регістратор спрацьовування до шпильки, котра має електричний контакт з робочим опором. При приєднанні шин до розрядника необхідно використовувати компенсуючі пристрої.

Гайки розрядника не дозволяється відкручувати з метою порушення цілісності ущільнення розрядника.

Після закінчення монтажних робіт виконують перевірку справності проводок та приладів, надійності кріплення болтових з’єднань, справності електричної ізоляції, а також приєднання до мережі заземлення.

Технологія монтажу вторинних кіл КТП. Пристрій вторинної комутації – невід'ємна частина розподільних пристроїв сучасних електричних станцій і підстанцій – призначений для виконання функцій керування апаратурою первинних кіл і захисту електроустаткування. Вторинні пристрої дозволяють вимірювати електричні величини в первинних колах, виконувати різні види оперативної сигналізації й ін.

Пристрої вторинної комутації виконують за схемами, що входять до складу проекту даної установки, на яких умовними позначками зображені окремі елементи вторинної комутації і їхнього зв'язку між собою.

Таблиця 23.1 - Технологічна схема монтажу жил контрольного кабелю і пучків проводів вторинних з'єднань, що приєднуються до збірних затисків щитів керування

Найменування і технологічна послідовність операцій	Спосіб виконання і пояснення
1	2
1. Оброблення контрольного кабелю (зняття захисних покривів, оболонки і т.п.). Кріплення його до конструкції щита.	Хлорвінілова оболонка після розмітки довжини відрізу знімається за допомогою електричного паяльника. На кінець кабелю надівається відрізок вінілітової трубки (діаметром, рівним зовнішньому діаметру кабелю).
2. Надягання хлорвінілових трубок на кожну жилу	За допомогою спеціальної голки (конструкції С. В. Циганова) або руки.

Продовження таблиці 23.1

1	2
3. Маркування жил і затисків збірки	На хлорвініловій трубці наносяться номери, що відповідають номерам, нанесеним на затисках збірки.
4. Продзвонювання і маркування жил	Виконуються: 1) по методу скороченої прозвонки (для цього необхідно в кожному концентричному шарі знайти (продзвонити) одну жилу, а потім, рухаючись від цієї жили за годинниковою стрілкою, замаркувати всі інші жили кабелю; 2) за допомогою магазину опорів .
6. Скріплення пучків жил: а) бандажами з прогумованої стрічки і накладення на бандаж металевих поясних стискачіів; б) за допомогою стискачів.	Пучки формуються в послідовності розташування підходу їх до затискної збірки. Відстань між бандажами береться з розрахунку запобігання скручуванню жил. Крім того, бандажі накладаються в місцях вигину пучка
7. Вигин пучка жил для приєднання до затискної зборки	За допомогою шаблону
8. Оцінка й обрізка зайвої довжини жили і трубки	На кожній хлорвініловій трубці робиться оцінка місця обрізу
9. Оцінка кінця жили для видалення трубки й ізоляції жили	До кінця прикладається штуцер окінцювання і робиться на трубці оцінка
10. Зняття ділянок трубки й ізоляції з кінця жили	Зняття ізоляції жили і видалення трубки здійснюється в спеціальних кліщах або за допомогою особливого пристосування
11.Очищення жили від залишків гуми	За допомогою спеціальної гнучкої пластини або пристосування
12. Надягання на жилу штуцера окінцювання	Вручну
13. Закручення колечок на жилі для приєднання до затисків	Колечка виготовляються діаметром 4,5-6 *мм* за допомогою круглогубців або спеціального пристосування
14. Приєднання жил до затискної збірки	Приєднання ведеться відповідно до маркування, нанесеного на жилах і на затисках збірки
15. Вирівнювання і кріплення пучків	За допомогою шаблонів

Установка приладів. Прилади встановлюються і виверяються таким чином, щоб їхні цоколі (або фронтальні ободи) розташувалися на вертикальних площинах, а вертикальні і горизонтальні осі шкал – по відповідних осях панелі.

Затягування кріпильних болтів ведеться рівномірно, без перевищення необхідного зусилля, щоб не деформувати корпус приладу і не зірвати різьблення на болтах.

При установці лічильників повинні бути дотримані наступні вимоги:

- лічильник повинний установлюватися на висоті 1400 – 1600 мм на строго вертикальній площині (стіні, панелі або щитку);

- повинна бути виключена можливість перекосів і деформацій корпуса;
- для забезпечення рівномірного дотику всіх точок кріплення лічильника до площини панелі повинні застосовуватися шайби і прокладки з гуми або електрокартону;
- металевий корпус лічильника повинен бути заземлений.

У процесі монтажу приладів і кіл вторинної комутації повинні бути зроблені наступні перевірки й іспити:

а) вимір опору ізоляції;

б) визначення правильності приєднання проводу до схеми;

в) визначення полярності вимірювальних трансформаторів;

д) перевірка правильності підключення вимірювальних приладів, приладів сигналізації, релейних приладів, ключів керування і т.д.;

е) випробовування підвищеною напругою змінного струму.

Перераховані перевірки і виміри мають на меті підготувати всю систему вторинних з'єднань до приймально-здавальних робіт.

Ревізія приладів. Прилади для монтажу, захисту дистанційного керування, блокування, обліку і контролю піддаються ревізії, при якій перевіряються:

- цілісність заводського упакування, а також наявність і цілість пломб;
- відсутність на корпусі приладу вм'ятин (металевому корпусі) або тріщин (у корпусі з пластмаси);
- цілість оглядового скла, покажчиків і т.п.;
- комплектність монтажних і кріпильних деталей (гвинтів, болтів, шпильок, шайб, прокладок і т.д.);
- справність рухомої системи;
- відсутність обриву в електричних колах;
- стан ізоляції між металевим корпусом і струмоведучим затискачем (між струмоведучим затискачем і кріпильним болтом для приладів з корпусом із пластмаси). Перевірка виконується мегомметром на 500 В.

Перевірені прилади рекомендується зберігати в заводському упакуванні на стелажах, у сухому і закритому приміщенні з температурою від +5 до +35 ^{0}С. Не рекомендується вносити прилади для ревізії або іспиту з морозу в тепле приміщення (щоб уникнути запотівання і корозії). До розкриття прилад повинний мати температуру приміщення. Відібрані після ревізії прилади здаються в лабораторію для електричної перевірки.

23.4. Монтаж роз’єднувача та привода до нього

Монтаж виконують поетапно:

1. Ревізія обладнання.
2. Підйом на опорні конструкції і закріплення.
3. Перевірка і регулювання основних та сигнальних контактів.
4. Сумісна перевірка роботи роз’єднувача та приводу у роботі.

Ревізія – перевіряють стан фарфорових деталей, відсутність тріщин, надколів, надійність кріплення усіх вузлів та деталей, справність контактної системи.

Підйом – виконують у залежності від ваги за допомогою пересувного штативу або талі.

Кріплення – за допомогою болтів або штирів.

Роз’єднувач та привід встановлюють таким чином, щоб осьові лінії не відхилялись більше ніж на ± 2 мм, допустимі зазори для роз’єднувачів до 10 кВ повинні бути не більше 3 мм.

Роботи по установці та регулюванню роз’єднувача слід рахувати закінченими, якщо привід і вся система передачі працює чітко без затримок, холостий хід не перевищує 5 °.

Після закінчення монтажу до пуску в експлуатацію контактні частини роз’єднувача змащують технічним вазеліном, обертають папером та закріпляють шпагатом. При

монтажі не відкривають і не виконують ревізії. Встановлюють у безпечному місці, щоб виключити можливість випадкового торкання до розрядника.

23.5. Монтаж грозозахисних пристроїв

Розрядники використовують для захисту ізоляції електрообладнання від комутаційних та атмосферних перенапружень.

На ТП 10/0,4 кВ встановлюють у більшості випадків вентильні розрядники типу РВО.

Перед виконанням монтажу усі елементи розрядників оглядають. Вони не повинні мати тріщин, сколів та раковин.

При легкому струсі на кут до 30° від вертикалі не повинно бути шуму всередені або дзвону. Розрядники встановлюють у зібраному вигляді.

Розрядник кріплять за допомогою двох болтів і вивіряють по рівню та відкосу.

Провід фази приєднують до пластини, яка має електричний контакт з багаторазовим іскровим проміжком.

Заземлюючий провідник приєднують безпосередньо або через регістратор спрацьовування до шпильки, котра має електричний контакт з робочим опором.

При приєднанні шин до розрядника необхідно враховувати можливість збільшення механічного навантаження особливо при зміні температури і з цією метою застосовувати компенсуючі пристрої.

23.6. Монтаж запобіжників

Перед початком монтажу виконують ревізію та огляд запобіжників.

Ревізія:

- повнота та щільність засипки патронів кварцовим піском перевіряють потрушуванням.
- цілісність плавкої вставки у патроні перевіряють продзвінкою індикатором або контрольною лампою.

Запобіжник повинен мати цілісність контактних деталей, ізоляторів, армування, вказівки спрацювання.

Запобіжники монтують на сталевій рамі всередині шафи РУ. Цоколь ізоляторів повинен співпадати по вертикалі з вздовжньою віссю патрона і контактних губок з допуском + 0,5 мм.

Встановлені патрони регулюють таким чином, щоб обмежувачі фіксували правильне положення патронів і затримували їх від повздовжнього переміщення.

ЛІТЕРАТУРА

1. Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования. - М.: Академия, 2004 - 448 с.
2. Сегеда М.С. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. / М.С. Сегеда, В.Г. Гапанович, В.П. Олійник, К.Б. Покровський. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. – 144 с.
3. http://lib.lntu.info/books/fepes/elektropostach/2013/13-42/ Ю.В. Грицюк, І.В. Грицюк. Електронний посібник з дисципліни: Електрична частина станцій і підстанцій. Луцьк: 2013.
4. Н.В. Коломиец, Н.Р. Пономарчук, В.В. Шестакова. Электрическая часть электростанций и подстанций. Учебное пособие. Издательство ТПУ, 2007. – 143с.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) [Текст] : вид. 5-те, перероблене і доповнене. К. : Мінпаливенерго України, 2010. 736 с.
7. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст]. К. : Міністерство палива та енергетики України, 2012. 268 с.

Е 50 Електричні станції і підстанції [текст]: конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної форми навчання / уклад. Євсюк М.М. – Луцьк: Технічний коледж Луцького НТУ, 2018. – 212 с.

Комп’ютерний набір М. Євсюк

Видається в авторському редагуванні М. Євсюк

Підп. до друку 2018.

Формат 60×84/16. Папір офс., Гарн. Таймс.

Ум. друк. арк. _____. Обл. - вид. арк. ____.

Тираж 25 прим. Зам. ____.

Інформаційно–видавничий відділ

Луцького національного технічного університету

4318. м. Луцьк, вул. Львівська, 75

Друк – ІВВ Луцького НТУ